



AVALIAÇÃO DE MEDIDAS OPERATIVAS PARA AUMENTO DOS LIMITES DE INTERCÂMBIO ENTRE REGIÕES DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Bruno Braga Garcia

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Marcio Leonardo Ramos Roberto

Rio de Janeiro

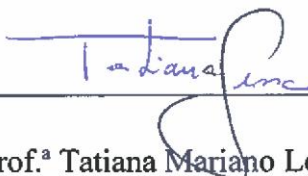
Julho de 2013

AVALIAÇÃO DE MEDIDAS OPERATIVAS PARA AUMENTO DOS LIMITES DE
INTERCÂMBIO ENTRE REGIÕES DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Bruno Braga Garcia

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO
RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO
DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA


Examinado por:



Prof.ª Tatiana Mariano Lessa de Assis, D. Sc.



Eng. Marcio Leonardo Ramos Roberto, M. Sc.



Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D.Sc.



Prof. Sergio Sami Hazan, Ph. D.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Julho de 2013

Garcia, Bruno Braga

**AVALIAÇÃO DE MEDIDAS OPERATIVAS PARA
AUMENTO DOS LIMITES DE INTERCÂMBIO ENTRE
REGIÕES DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL /**

**Bruno Braga Garcia – Rio de Janeiro: UFRJ/ ESCOLA
POLITÉCNICA, [2013]**

xv, 79: il.; 29,7 cm

Orientadores: Tatiana Mariano Lessa de Assis; Marcio
Leonardo Ramos Roberto

Projeto de Graduação – UFRJ/POLI/Engenharia Elétrica,
2013.

Referências Bibliográficas: p. 77-79.

1. Estabilidade Transitória. 2. Intercâmbio. 3. Planejamento
da operação. 4. Medidas operativas. 5. Sistemas hidrotérmicos I.
de Assis, Tatiana Mariano Lessa; Roberto, Marcio Leonardo
Ramos. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ,
Engenharia Elétrica. III. Título

Agradecimentos

Agradeço acima de tudo a Deus, por ter me dado a inteligência e a força de vontade necessárias para a conclusão deste curso.

Agradeço a meus pais, José Willys e Janete de Fatima, por terem me dado todas as condições para realização dos meus objetivos, tanto material quanto afetivamente. E ao amor que me deram, sempre inesgotável!

Agradeço também ao meu irmão Leandro e a minha avó Orlanda, por estarem sempre perto de mim em todos os momentos. E a todos os meus familiares, perto ou distantes.

Agradeço a minha namorada Juliana Saisse, por estar sempre presente, e por todo amor e carinho que me proporciona.

Agradeço a todos os meus colegas de turma, dentre tantos que já convivi, mas especialmente a Bernardo Salotto e Bruno Beigelman, que sempre estiveram juntos a mim em toda a faculdade, nos momentos de diversão e de estudo.

Agradeço aos meus orientadores: Tatiana Assis e Marcio Leonardo, por todo ensinamento e ajuda, essenciais para a conclusão deste trabalho e para a minha formação. Bem como a todos os professores que passaram em minha vida, desde minha infância até o ensino superior.

Agradeço também aos membros da banca, que se dispuseram a me ajudar nessa etapa de crescimento intelectual.

Agradeço a todos os meus colegas engenheiros e técnicos do Operador Nacional do Sistema Elétrico, que compartilharam comigo momentos de alegria e experiência.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica / UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

AVALIAÇÃO DE MEDIDAS OPERATIVAS PARA AUMENTO DOS LIMITES DE INTERCÂMBIO ENTRE REGIÕES DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Bruno Braga Garcia

Julho de 2013

Orientadores: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Marcio Leonardo Ramos Roberto

Curso: Engenharia Elétrica

Os grandes sistemas elétricos interligados têm como vantagem a possibilidade de permitir a realização de grandes trocas de energia entre áreas distantes quando houver necessidade. Essa característica traz como benefício a utilização ótima dos recursos energéticos disponíveis nas diferentes partes do sistema. Neste contexto, a definição e a aplicação de medidas que aumentem os limites de intercâmbio seguros são tarefas de vital importância.

Este trabalho se inicia com a apresentação da metodologia de cálculo utilizada para encontrar limites de intercâmbios entre regiões de um sistema elétrico. Após esta apresentação, é mostrado como o Brasil, que possui um sistema energético hidrotérmico, realiza os planejamentos da expansão e da operação a médio e curto prazo. Em seguida, é descrito todo o caso de estudo deste trabalho: os efeitos climáticos que levaram a Região Sul do Brasil a enfrentar a falta de chuvas durante os meses de março a maio de 2012 e o consequente esvaziamento de seus reservatórios; também são apresentadas as soluções operativas que foram encontradas para não deixar que o subsistema da Região Sul se prejudicasse com essa falta de oferta de energia (devido à falta de

chuvas), e as consequências que essa solução acarretou. Além disso, é apresentada uma proposta de medida adicional para resolver esse problema. Para analisar as medidas propostas, foram feitas simulações eletromecânicas ao longo do tempo no programa ANATEM. Os resultados encontrados indicam que medidas operativas, como o aumento de geração nas usinas e cortes de carga emergenciais, podem garantir maior segurança elétrica ao sistema, possibilitando maiores transferências de energia.

Palavras-chave: Estabilidade transitória, Intercâmbio, Planejamento da operação, Medidas operativas, Sistemas hidrotérmicos

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI / UFRJ as a partial fulfillment
of the requirements for the degree of Engineer

ASSESSMENT OF MEASURES TO INCREASE OPERATING LIMITS OF EXCHANGE BETWEEN REGIONS OF THE NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM

Bruno Braga Garcia

July 2013

Advisors: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Marcio Leonardo Ramos Roberto

Course: Electrical Engineering

The large interconnected electric systems have the advantage of the possibility to allow large energy exchanges between distant areas when needed. This feature brings as benefits the optimal use of energy resources available in different parts of the system. In this context, the definition and application of measures that increase the insurance exchanges limits are a task of vital importance.

This study begins with the presentation of the calculation methodology used to find limits exchanges between regions. After this presentation, is shown how Brazil, which has a hydrothermal energy system, performs the planning of the expansion and operation of the medium and short term. Then is described the whole study case of this job: the climatic effects that caused Brazil's Southern Region to face the lack of rain during the months of March to May 2012 and the consequent emptying of its reservoirs; it's also presented the operatives solutions that were found to not let the Southern Region subsystem be harmed with this lack of energy supply (caused by the lack of rain), and the consequences this solution resulted. In addition, a proposal was presented for further action to solve this problem. To analyze these facts, electromechanical simulations over time were made in

the program ANATEM. The results indicate that operative measures, such as increased generation power plants and emergency load cuts, can provide greater security to the electrical system, enabling higher energy transfers.

Keywords: Transient stability, Exchange, Operation planning, Operatives solutions, Hydrothermal systems

Sumário

| | |
|---|------|
| Lista de Figuras | xi |
| Lista de Tabelas | xiii |
| Lista de Abreviações | xv |
| 1 Introdução | 1 |
| 1.1 Motivação..... | 1 |
| 1.2 Objetivo..... | 2 |
| 1.3 Estrutura do trabalho | 2 |
| 2 Limites de Intercâmbio em Sistemas Interligados | 3 |
| 2.1 Metodologia de Cálculo | 3 |
| 3 Ações de Planejamento..... | 6 |
| 3.1 O Sistema Elétrico Brasileiro e sua Matriz Energética..... | 6 |
| 3.2 Planejamento da Expansão Elétrica no Brasil..... | 8 |
| 3.3 Planejamento da Operação Elétrica no Brasil | 10 |
| 3.3.1 Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo..... | 11 |
| 3.3.2 Planejamento da Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral | 13 |
| 3.3.3 Planejamento da Operação Elétrica com Horizonte Mensal | 15 |
| 4 Caso de Estudo: Intercâmbio Sul-Sudeste | 18 |
| 4.1 Descrição..... | 18 |
| 4.1.1 A ligação Sul-Sudeste..... | 18 |
| 4.1.2 Hidrografia..... | 20 |
| 4.2 Análise Energética | 22 |
| 4.3 Análise Elétrica | 24 |
| 4.4 Ações de Planejamento Adotadas | 26 |
| 4.4.1 Implementação de um novo SEP | 31 |

| | | |
|-------|--|----|
| 4.5 | Resumo..... | 35 |
| 5 | Simulações..... | 44 |
| 5.1 | Perda da LT 525 kV Salto Santiago – Itá..... | 45 |
| 5.1.1 | Período de 04/04/2012 à 25/04/2012..... | 45 |
| 5.1.2 | Período de 26/04/2012 à 15/05/2012..... | 51 |
| 5.1.3 | Período de 16/05/2012 à 30/05/2012..... | 58 |
| 5.1.4 | Proposta de Medida Adicional..... | 60 |
| 5.2 | Perda da LT 525 kV Areia – Campos Novos..... | 67 |
| 5.3 | Perda da LT 500 kV Ibiúna - Bateias..... | 70 |
| 6 | Conclusões..... | 75 |
| 6.1 | Trabalhos Futuros | 76 |
| 7 | Bibliografia | 77 |

Lista de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 2.1 – Etapas da Metodologia Utilizada | 4 |
| Figura 3.1 – Capacidade instalada no SIN em dezembro de 2011 [7] | 7 |
| Figura 3.2 – Período alcançado pelo PAR [10] | 10 |
| Figura 3.3 – Cronologia do Planejamento da Operação Elétrica | 17 |
| Figura 4.1 – Diagrama elétrico dos circuitos monitorados no RSUL | 19 |
| Figura 4.2 – Principais bacias hidrográficas brasileiras [18]..... | 20 |
| Figura 4.3 – Diagrama da Bacia do Rio Iguaçu | 21 |
| Figura 4.4 – Diagrama da Bacia do Rio Uruguai | 21 |
| Figura 4.5 – Resfriamento do Pacífico Equatorial e aquecimento do Atlântico Sul [22] | 23 |
| Figura 4.6 – EAR x ENA – Região Sul [22] | 24 |
| Figura 4.7 – Ligação elétrica das usinas das bacias do Rio Iguaçu e Uruguai | 25 |
| Figura 4.8 – UTE Sepé Tiaraju..... | 27 |
| Figura 4.9 – Limites da LT 525kV SST-ITA | 36 |
| Figura 4.10 – Limites da LT 525kV SST-ITA | 38 |
| Figura 4.11 – Limites da LT 525kV SST-ITA | 39 |
| Figura 4.12 – Limites da LT 525kV SST-ITA | 41 |
| Figura 4.13 – Limites da LT 525kV SST-ITA | 42 |
| Figura 5.1 – Tensão em Itá 525 kV | 46 |
| Figura 5.2 – Tensão em Pato Branco 230 kV | 47 |
| Figura 5.3 – Tensão em Itá 525 kV | 49 |
| Figura 5.4 – Tensão em Areia 230 kV..... | 50 |
| Figura 5.5 – Ângulo das UGs das regiões Sul x Sudeste | 51 |
| Figura 5.6 – Tensão em Pato Branco 230 kV | 52 |
| Figura 5.7 – Tensão em Pato Branco 230 kV | 53 |
| Figura 5.8 – Ângulo da UHE Itá..... | 53 |
| Figura 5.9 – Tensão em Canoinhas 230 kV..... | 55 |
| Figura 5.10 - Tensão em Canoinhas 230 kV | 55 |
| Figura 5.11 - Tensão em Canoinhas 230 kV | 56 |
| Figura 5.12 – Ângulo da UHE Foz do Chapecó..... | 56 |

| | |
|---|----|
| Figura 5.13 – Tensão em Salto Santiago 525 kV | 57 |
| Figura 5.14 - Tensão em Salto Santiago 525 kV | 58 |
| Figura 5.15 – Tensão em São Mateus 230 kV..... | 59 |
| Figura 5.16 – Tensão em Pato Branco 230 kV | 63 |
| Figura 5.17 – Tensão em Gralha Azul 230 kV | 64 |
| Figura 5.18 – Tensão em Joinville Norte 230 kV..... | 65 |
| Figura 5.19 – Tensão em Curitiba 230 kV | 66 |
| Figura 5.20 – Tensão em Campos Novos 525 kV | 68 |
| Figura 5.21 – Tensão em Areia 525 kV..... | 69 |
| Figura 5.22 - Tensão em Bateias 525 kV | 71 |
| Figura 5.23 – Tensão em Itaúba 230 kV | 72 |
| Figura 5.24 – Tensão em Foz do Chopim 230 kV..... | 74 |

Lista de Tabelas

| | |
|--|----|
| Tabela 4.1 – Circuitos monitorados no RSUL [16]..... | 19 |
| Tabela 4.2 – Circuitos monitorados no FRS [17]..... | 20 |
| Tabela 4.3 – Precipitação Acumulada em 2012 [23]..... | 23 |
| Tabela 4.4 – Limites MOP CNOS 33/2012..... | 28 |
| Tabela 4.5 – Limites MOP CNOS 37/2012..... | 29 |
| Tabela 4.6 – Limites MOP CNOS 39/2012..... | 30 |
| Tabela 4.7 – Blocos de Carga ativados pelo ECE-RS..... | 32 |
| Tabela 4.8 – Blocos cortados pela lógica 1 do ECE-RS | 33 |
| Tabela 4.9 – Blocos cortados pela lógica 2 do ECE-RS | 33 |
| Tabela 4.10 – Limites MOP CNOS 41/2012..... | 34 |
| Tabela 4.11 – Limites MOP CNOS 51/2012..... | 35 |
| Tabela 4.12 – Limites da LT 525kV SST-ITA..... | 36 |
| Tabela 4.13 – Aumentos de limite da LT 525kV SST-ITA | 37 |
| Tabela 4.14 – Limites da LT 525kV SST-ITA..... | 37 |
| Tabela 4.15 – Aumentos de limite da LT 525kV SST-ITA | 38 |
| Tabela 4.16 – Limites da LT 525kV SST-ITA..... | 39 |
| Tabela 4.17 – Aumentos de limite da LT 525kV SST-ITA | 40 |
| Tabela 4.18 – Limites da LT 525kV SST-ITA..... | 40 |
| Tabela 4.19 – Aumentos de limite da LT 525kV SST-ITA | 41 |
| Tabela 4.20 – Limites da LT 525kV SST-ITA..... | 42 |
| Tabela 4.21 – Aumentos de limite da LT 525kV SST-ITA | 43 |
| Tabela 5.1 – Ponto de operação da simulação 1..... | 45 |
| Tabela 5.2 – Ajuste do caso da simulação 2..... | 47 |
| Tabela 5.3 – Ponto de operação da simulação 2..... | 47 |
| Tabela 5.4 – Ajuste do caso da simulação 3..... | 48 |
| Tabela 5.5 – Ponto de operação da simulação 3..... | 48 |
| Tabela 5.6 – Ajuste do caso da simulação 4..... | 50 |
| Tabela 5.7 – Ponto de operação da simulação 4..... | 50 |
| Tabela 5.8 – Ponto de operação da simulação 5..... | 52 |

| | |
|--|----|
| Tabela 5.9 – Ajuste do caso da simulação 6..... | 54 |
| Tabela 5.10 – Ponto de operação da simulação 6..... | 54 |
| Tabela 5.11 – Ponto de operação da simulação 7..... | 57 |
| Tabela 5.12 – Ajuste do caso da simulação 8..... | 59 |
| Tabela 5.13 – Ponto de operação da simulação 8..... | 59 |
| Tabela 5.14 – Blocos de Carga Cortados pela Medida Adicional..... | 60 |
| Tabela 5.15 – Casos utilizados no estudo..... | 61 |
| Tabela 5.16 – Tabela montada para estudo | 61 |
| Tabela 5.17 – Valor em MW em Carga Média dos Blocos de Carga | 62 |
| Tabela 5.18 – Ponto de operação da simulação 9..... | 62 |
| Tabela 5.19 – Ajuste do caso da simulação 10..... | 63 |
| Tabela 5.20 – Ponto de operação da simulação 10..... | 64 |
| Tabela 5.21 – Ponto de operação da simulação 11 | 65 |
| Tabela 5.22 – Ajuste do caso da simulação 12..... | 66 |
| Tabela 5.23 – Ponto de operação da simulação 12..... | 66 |
| Tabela 5.24 – Ajuste do caso da simulação 13..... | 67 |
| Tabela 5.25 – Ponto de operação da simulação 13..... | 68 |
| Tabela 5.26 – Ajuste do caso da simulação 14..... | 69 |
| Tabela 5.27 – Ponto de operação da simulação 14..... | 69 |
| Tabela 5.28 – Ajuste do caso da simulação 15..... | 70 |
| Tabela 5.29 – Ponto de operação da simulação 15..... | 71 |
| Tabela 5.30 – Ajuste do caso da simulação 16..... | 72 |
| Tabela 5.31 – Ponto de operação da simulação 16..... | 72 |
| Tabela 5.32 – Ajuste do caso da simulação 17..... | 73 |
| Tabela 5.33 – Ponto de operação da simulação 17 | 73 |

Lista de Abreviações

| | |
|---------|--|
| A | Ampères |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| ARE-CPN | Areia – Campos Novos |
| CNOS | Centro Nacional de Operação do Sistema |
| EAR | Energia Armazenada |
| ECE | Esquema de Controle de Emergência |
| ECE-RS | Esquema de Controle de Emergência do Rio Grande do Sul |
| ECS | Esquema de Controle de Segurança |
| ENA | Energia Natural Afluenta |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| FRS | Fluxo do Rio Grande do Sul |
| FSUL | Fluxo da Região Sul |
| IBI-BAT | Ibiúna – Bateias |
| IO | Instrução de Operação |
| kV | Quilo Volts |
| LT | Linha de Transmissão |
| MLT | Média a Longo Termo |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| MOP | Mensagem Operativa |
| MW | Megawatt |
| ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| PAR | Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica |
| PDE | Plano Decenal de Expansão de Energia |
| PEL | Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo |
| PNE | Plano Nacional de Energia |
| pu | por unidade |
| RSUL | Recebimento da Região Sul |
| SE | Subestação |
| SEP | Sistema Especial de Proteção |

| | |
|---------|----------------------------------|
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| SST-ITA | Salto Santiago – Itá |
| TR | Transformador |
| TSM | Temperatura da Superfície do Mar |
| UHE | Usina Hidrelétrica |
| UTE | Usina Termoelétrica |

1 Introdução

1.1 Motivação

O Brasil é um país de dimensões continentais, com mais de 190 milhões de habitantes distribuídos em uma área de mais de 8 milhões de quilômetros quadrados [1]. Esses números já dão uma noção de como deve ser complexo o nosso sistema elétrico.

Por possuir uma das mais extensas redes hidrográficas do planeta, nosso país tem em sua matriz de geração energética a predominância da hidroeletricidade, o que traz certas peculiaridades. Uma delas é o fato de que as usinas hidroelétricas estão, usualmente, localizadas longe dos centros de carga (cidades, indústrias, etc.), o que demanda uma grande rede de transmissão para levar a energia de um extremo ao outro. Outra característica é o fato de que essas usinas estão espalhadas por regiões diferentes do país, em que cada uma possui um ciclo hidrológico diferente, o que faz com que essas regiões troquem energia entre si. Por exemplo, quando uma determinada região está passando por um período de estiagem, com seus reservatórios em nível baixo, e outra região está passando por um período chuvoso, com seus reservatórios cheios, a região chuvosa pode mandar energia para a região seca, a fim de preservar o estoque de energia, represado sob a forma de água.

Esses fatos mostram a importância da rede de transmissão brasileira, que conta com mais de 100 mil km de extensão [2]. E mais importante ainda são as linhas de transmissão que fazem as interligações regionais, pois são responsáveis por levarem a energia de uma região com excedente de água à outra com falta, o que mantém o balanço energético no país.

Sendo assim, deve ser dada uma grande importância ao estudo das interligações regionais, principalmente em períodos em que nelas estão trafegando grande quantidade de energia. A principal finalidade de tais estudos é a determinação da capacidade de transmissão entre as regiões, e ainda a identificação de ações que permitam aumentar essa capacidade, permitindo assim uma maior troca energética.

1.2 Objetivo

Este trabalho tem por objetivo avaliar, através de simulações ao longo do tempo, os procedimentos adotados pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) para o controle de carregamento da interligação Sul-Sudeste, durante um período em que a Região Sul do Brasil estava com os reservatórios baixos, atuando como região importadora de um grande montante de energia. Também visa, através de simulações, propor uma nova medida para controle desta interligação no sentido de aumentar sua capacidade de transferência energética.

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho é composto por seis capítulos.

O Capítulo 2 apresenta o conceito de intercâmbio em sistemas interligados. O procedimento de cálculo dos limites de intercâmbio também é discutido.

O Capítulo 3 contempla as ações de planejamento, com uma breve introdução sobre o Sistema Elétrico Brasileiro e suas características. Além disso, é apresentado como o Brasil realiza o planejamento da operação e da expansão elétrica.

No Capítulo 4 é apresentado o caso de estudo deste trabalho, com a descrição do cenário elétrico e energético do período de estudo, onde se observa uma limitação crítica da capacidade de transmissão. Em seguida, são descritas as ações tomadas para contornar o problema.

No Capítulo 5 são reproduzidas, através de simulações computacionais, as ações adotadas para resolver o problema de limitação no intercâmbio. Neste capítulo, é também proposta uma solução alternativa para contornar o problema.

Finalmente, o Capítulo 6 apresenta as conclusões obtidas após a realização deste trabalho e propostas para futuros desenvolvimentos.

2 Limites de Intercâmbio em Sistemas Interligados

Vários fatores podem limitar o intercâmbio entre diferentes regiões, os quais podem ser estáticos (como limites de tensão e de carregamento), dinâmicos (como a estabilidade de tensão e a estabilidade transitória), ou ainda envolver questões contratuais (para diferentes jurisdições e mercados energéticos) [3].

No Brasil, o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) tem utilizado como critérios de determinação dos limites de intercâmbio o desempenho da rede em regime permanente, avaliando limites de tensão e carregamento, e também o desempenho dinâmico, avaliando a estabilidade angular. A seção seguinte descreve a metodologia de cálculo de limites de intercâmbio que vem sendo adotada no ambiente de planejamento da operação do SIN (Sistema Interligado Nacional).

2.1 Metodologia de Cálculo

Para realizar o cálculo dos valores limite de intercâmbio entre diferentes regiões, é utilizada uma metodologia em que as interligações são estressadas ao máximo até que se viole algum critério pré-definido [4]. Essa metodologia envolve dois passos: a análise do sistema em regime permanente e a análise do seu desempenho dinâmico. O diagrama de blocos da Figura 2.1 mostra as etapas utilizadas nessa metodologia.

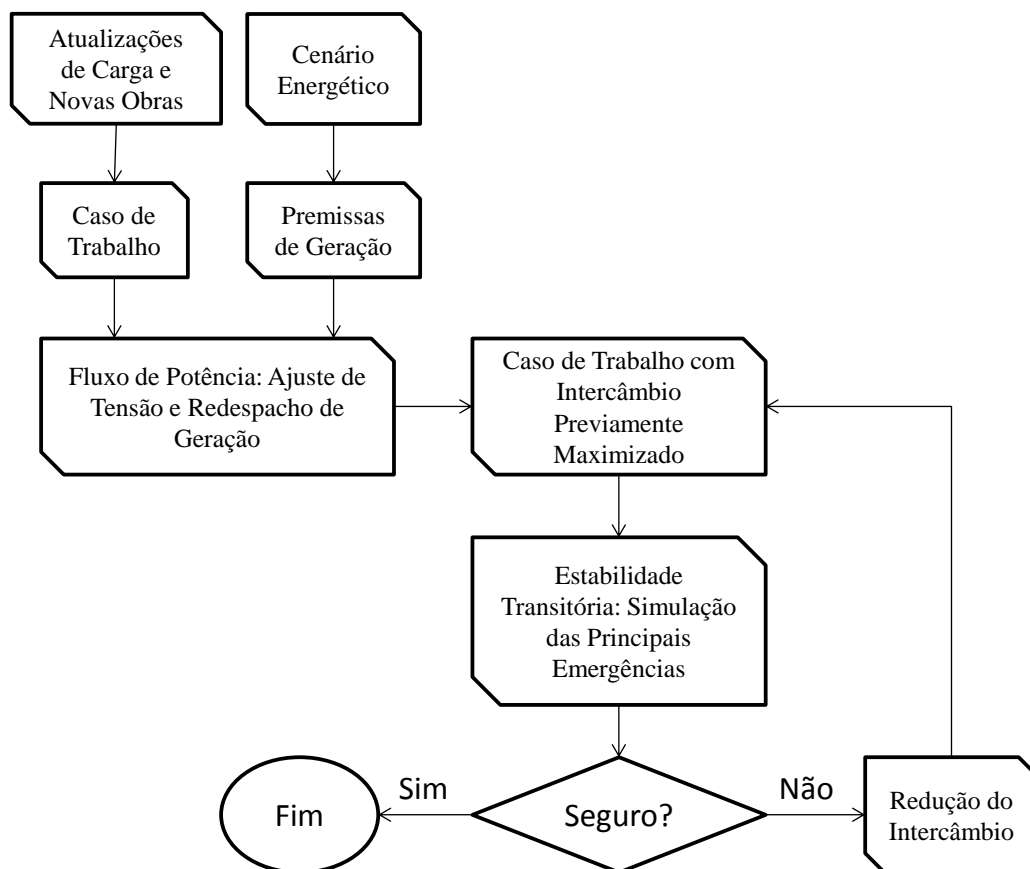


Figura 2.1 – Etapas da Metodologia Utilizada

Na análise de regime permanente, existe um caso de trabalho que é executado pelo programa que resolve o fluxo de potência. Neste caso, o sistema elétrico é representado pelos equipamentos nele existentes. São consideradas as atualizações de carga e de novas obras. De acordo com o cenário energético, é definida qual região será importadora ou exportadora de energia, e são estabelecidas premissas de geração, de acordo com as afluências típicas para o período considerado. Com o caso de trabalho preparado, inicia-se o processo de aumento de geração nas regiões exportadoras e redução de geração nas regiões importadoras, até que se obtenha gradualmente o valor de intercâmbio desejado. Para cada alteração na geração das regiões, é fundamental se fazer o ajuste de tensão no sistema, de modo que as tensões obedeçam às faixas de segurança pré-estabelecidas, e para facilitar o processo de convergência do fluxo de potência. Este processo é continuado até que seja observada a violação de algum critério de segurança estática, ou seja, tensões ou carregamento de circuitos fora dos limites permitidos. Obtido um ponto de operação

satisfatório, considera-se que se tem um caso com um intercâmbio de referência previamente maximizado, e parte-se para o segundo passo, que é a análise do desempenho dinâmico do sistema.

Na análise do desempenho dinâmico, o sistema é avaliado através de simulações ao longo do tempo, as quais usam como dado de entrada o caso de trabalho com o intercâmbio previamente maximizado do ponto de vista estático, ajustado no programa de fluxo de potência. Além disso, para o programa que realiza as simulações dinâmicas, é necessário que as unidades geradoras sejam associadas aos seus modelos e controles, incluindo reguladores automáticos de tensão, estabilizadores, turbinas e reguladores de velocidade. Dessa forma, são feitas simulações das principais contingências simples no sistema, que podem ser de linhas de transmissão, transformadores, geradores, blocos de carga, etc.

Após as simulações, o desempenho dinâmico é avaliado sob critérios pré-determinados [5]. Se uma dessas contingências provocar a violação de um ou mais desses critérios no sistema, o valor do intercâmbio é reduzido no programa de fluxo de potência (redespacho de geração) e novos ajustes de tensão são feitos, a fim de se encontrar um novo ponto de operação (com o novo intercâmbio previamente maximizado), a partir do qual será feita uma nova análise do desempenho dinâmico. Esse processo é repetido até que se encontre um valor de intercâmbio que não viole nenhuma restrição do sistema, tanto na análise de regime permanente quanto na análise dinâmica.

A limitação do intercâmbio por razões de segurança elétrica, ou seja, problemas de tensão, estabilidade, etc. pode impedir que uma certa política energética seja praticada. Assim, essa limitação é indesejada, pois pode levar ao aumento dos custos de produção da energia elétrica.

No ambiente de planejamento, uma vez identificada uma limitação, são tomadas ações no sentido de eliminá-la. Tais ações podem envolver tanto a indicação de ampliações e reforços na rede ou ainda a implementação de esquemas de controle de emergência. O capítulo seguinte aborda esse assunto.

3 Ações de Planejamento

Para se operar um sistema elétrico da melhor maneira possível é necessário, antes de tudo, realizar o seu planejamento.

O planejamento de um sistema elétrico de potência pode ser dividido em planejamento da expansão e planejamento da operação. O primeiro consiste em encontrar uma tática para expandi-lo a fim de que ele atenda à demanda futura de energia elétrica. Já o segundo é focado em encontrar uma estratégia de como esse futuro sistema irá atender à demanda, sempre de um modo seguro e econômico [6].

Nas Seções 3.2 e 3.3, estão descritos brevemente como o ONS realiza estes dois tipos de planejamento no Brasil. Contudo, antes de explicar mais sobre o planejamento da expansão e da operação, é útil conhecer um pouco sobre o sistema elétrico brasileiro e sua matriz energética, como mostra a Seção 3.1 a seguir.

3.1 O Sistema Elétrico Brasileiro e sua Matriz Energética

O Sistema Elétrico Brasileiro é formado pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), que consiste de quase toda a rede de geração e transmissão do Brasil, e pelos sistemas isolados.

O SIN é dividido em cinco subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste, Norte e Acre/Rondônia. A sua Rede Básica, como assim é chamada, é composta pelos equipamentos (linhas de transmissão, barramentos, transformadores, etc.) com tensão nominal igual ou superior a 230 kV.

Já os sistemas isolados abrangem a parte da rede elétrica brasileira que não está integrada ao Sistema Interligado. Estes pequenos sistemas correspondem a cerca de 3% da capacidade de geração elétrica do Brasil [7], e estão concentrados principalmente na região amazônica.

O SIN é controlado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que gere o sistema de forma a otimizar os recursos energéticos, sempre garantindo o atendimento de energia elétrica à população, priorizando a segurança do sistema e a operação ao menor custo.

A matriz elétrica brasileira é diversificada, mas tem predominância hidroelétrica, como mostra a Figura 3.1. Este fato é devido a grande presença de planaltos e rios caudalosos em território nacional, o que favorece a construção de reservatórios com regularização¹ variada.

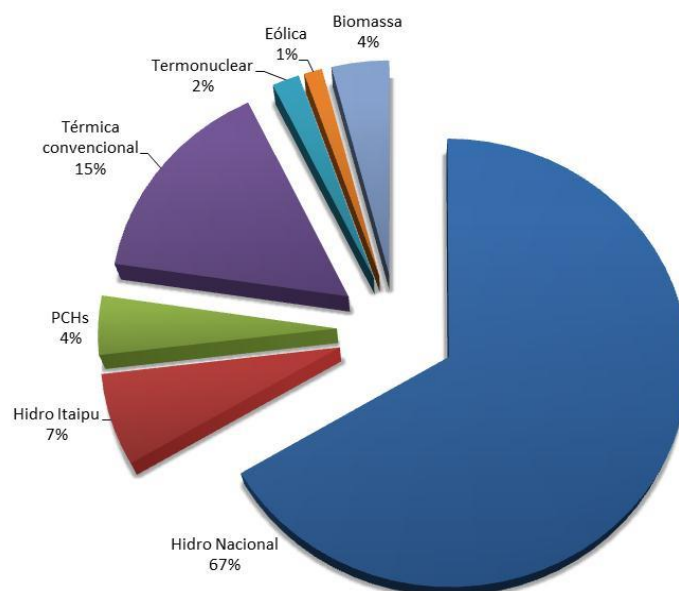


Figura 3.1 – Capacidade instalada no SIN em dezembro de 2011 [7]

Porém, os grandes centros de carga encontram-se longe das principais usinas hidroelétricas, o que promove um intenso fluxo de energia entre regiões. Isso é justificado pela tentativa de se otimizar a geração entre as usinas, e consequentemente o armazenamento dos reservatórios, visto que as diferentes regiões do Brasil possuem diferentes ciclos hidrológicos e pluviométricos.

As interligações regionais ganham mais importância a partir do momento em que se torna difícil, do ponto de vista ambiental, construir reservatórios com regularizações plurianuais. Este fato vem acontecendo nos últimos anos com mais frequência, onde os reservatórios com regularização mensal não garantem um grande período de consumo.

¹ Regularização de um reservatório é a capacidade que ele tem de armazenar água em períodos chuvosos para poder utilizá-la em épocas secas [8]. Diz-se que sua regularização é plurianual se o reservatório tem a capacidade de armazenar água suficiente para utilizar durante vários anos sem a necessidade de abastecê-lo nesse período.

3.2 Planejamento da Expansão Elétrica no Brasil

O planejamento da expansão do Sistema Elétrico Brasileiro a médio e longo prazo no Brasil é feito pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), uma estatal subordinada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Este planejamento conta com a elaboração de dois documentos principais, que são o PNE (Plano Nacional de Energia), que tem o horizonte de aproximadamente 25 anos, e o PDE (Plano Decenal de Expansão de Energia), elaborado anualmente com o horizonte de 10 anos. Estes documentos objetivam assegurar uma expansão equilibrada da oferta energética e criar uma base sólida para o crescimento econômico do país [9].

O planejamento a curto prazo (três anos) é feito pelo ONS, e tem como resultado um documento que recebe o nome de Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR). Este documento registra as ações identificadas como necessárias para garantir que a operação futura do SIN ocorra de acordo com os padrões de desempenho estabelecidos nos Procedimentos de Rede², e tem como objetivo [10]:

- Garantir as melhores condições operacionais futuras ao menor custo;
- Preservar a segurança e o desempenho da rede;
- Promover a otimização da operação do sistema eletroenergético com menor custo para o sistema;
- Permitir o acesso de todos os interessados na integração ao SIN.

As ampliações e os reforços são determinados a partir de estudos de avaliação do desempenho elétrico da rede de simulação em regime permanente e em frequência industrial (60 Hz), de estudos de confiabilidade, da análise de superação de equipamentos, de estudos das interligações inter-regionais e internacionais e de estudos de dimensionamento da compensação de energia reativa [11].

Os estudos visam a adequar a cronologia do plano de expansão da transmissão estabelecido pelo órgão responsável pelo planejamento do setor elétrico aos condicionantes de curto prazo determinados pelas solicitações de acesso, às ampliações e aos reforços propostos pelos agentes,

² Procedimentos de Rede são documentos de caráter normativos elaborados pelo ONS, com participação dos agentes, e aprovados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN.

bem como às variações nas previsões de carga não apreciadas pelo planejamento da expansão de geração e transmissão. Os estudos visam também a quantificar a necessidade de compensação reativa adicional que se faz necessária diante dos novos condicionantes. Além disso, procuram eliminar possíveis restrições ou estrangulamentos de transmissão observados na operação em tempo real e nos estudos de planejamento de operação.

O documento final (PAR) deve conter:

- Condicionantes dos estudos e descrição das premissas e dados utilizados para a elaboração do programa de obras, quais sejam:
 - A previsão de demanda, com descrição dos valores de carga adotados para a elaboração do programa de obras;
 - A previsão de oferta em que devem ser apresentados o parque gerador considerado e as transferências contratadas em interligações internacionais;
 - Os custos de referência, com base nos dados de custos de instalação de transmissão;
- Programa de obras, com as ampliações e os reforços necessários para que o sistema atenda às previsões de carga e de oferta, em conformidade com os critérios e padrões de desempenho.
- Análise de desempenho do sistema, com apresentação das situações operativas em condições normais e em regime de emergência, dos estudos de confiabilidade, das interligações regionais e internacionais, do dimensionamento de compensação reativa e da análise de superação de equipamentos. Nos resultados dessa análise, devem estar também explicitadas as possíveis restrições de transmissão e as justificativas do programa de obras a ser implementado. Ainda nessa análise de desempenho, devem ser realizados estudos de sensibilidade, que não só avaliam as consequências de possíveis atrasos e/ou antecipações na implantação dos novos empreendimentos, como também identificam as medidas necessárias para atenuar eventuais restrições.

O horizonte de análise do PAR é de quatro anos, compreendendo o período entre o primeiro e o quarto ano à frente do ano de encaminhamento dos estudos, o que permite que haja antecedência para viabilizar a entrada em operação das obras nas datas previstas. Esse horizonte de quatro anos é necessário para que sejam cumpridos os prazos do processo licitatório, da obtenção das licenças ambientais, da elaboração dos projetos básico e executivo, bem como os tempos necessários para a

aquisição, a fabricação e a construção dos equipamentos e linhas de transmissão. Entretanto, o horizonte desses documentos emitidos pelo ONS é de três anos. Esses períodos de abrangência são apresentados na Figura 3.2.

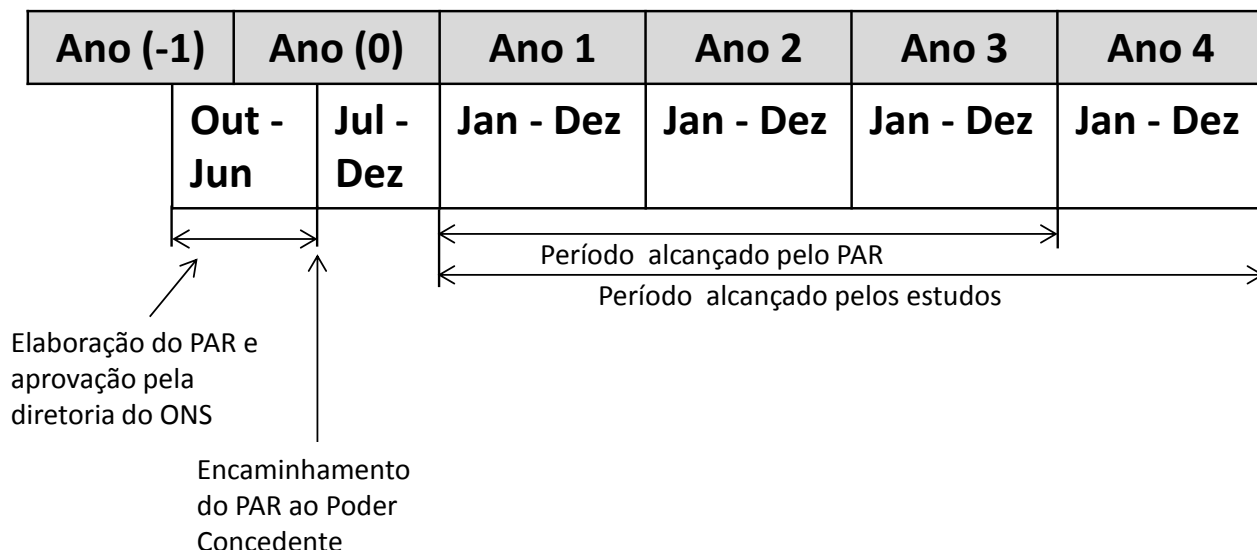


Figura 3.2 – Período alcançado pelo PAR [10]

3.3 Planejamento da Operação Elétrica no Brasil

Assim como o planejamento da expansão elétrica a curto prazo, o planejamento da operação elétrica a médio e curto prazo também é realizado pelo ONS. Estes estudos elétricos são feitos com o sentido de preservar a segurança operativa do SIN; promover a otimização da operação do sistema eletroenergético e buscar o menor custo para a operação do SIN; e definir ações necessárias para garantir o cumprimento dessas metas [12].

A cadeia de estudos do planejamento da operação elétrica é executada de forma sequencial em razão da forte inter-relação entre as informações e dados utilizados e os resultados produzidos, o que possibilita permanente atualização das diretrizes e das ações definidas e, conseqüentemente, a melhoria da qualidade do atendimento. O fato de os resultados gerados por um determinado estudo serem considerados nos estudos subsequentes possibilita manter um acompanhamento das recomendações indicadas em cada estudo, à medida que o sistema evolui em carga e configuração.

Nas seções a seguir serão apresentadas as principais características dos estudos dos planejamentos elétricos de médio prazo e de curto prazo realizados pelo ONS, que contemplam os horizontes anual, quadrimestral e mensal.

3.3.1 Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo

O planejamento da operação elétrica de médio prazo tem o objetivo de avaliar o desempenho do SIN sob o ponto de vista do atendimento aos critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede para [13]:

- Definir ações que solucionem os problemas identificados no horizonte do estudo;
- Avaliar o benefício dos novos equipamentos e instalações de transmissão e geração na operação do sistema e indicar providências para antecipações de equipamentos e instalações de transmissão e geração para contornar eventuais atrasos de cronogramas;
- Indicar medidas operativas para que a operação atenda aos padrões e critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede, utilizando os recursos de geração e da rede de transmissão existentes, a previsão de carga e o cronograma para a entrada em operação de novos equipamentos de transmissão e geração, programados para o horizonte do estudo;
- Identificar as restrições elétricas que impeçam a adoção de políticas energéticas que assegurem o menor custo da operação;
- Indicar, em situações especiais, a necessidade de constituir grupos de trabalho específicos que visem ao aprofundamento da análise de problemas identificados no horizonte do estudo e a busca de soluções para esses problemas.

Estes estudos têm como resultado um documento que recebe o nome de Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo (PEL). Este documento é feito em dois ciclos. O primeiro ciclo é realizado anualmente, e o segundo ciclo é realizado para contemplar alterações nas premissas que possam alterar significativamente os resultados do primeiro ciclo, ou quando houver previsão de entrada em operação de equipamentos e instalações de transmissão e geração no período de seis meses acrescentados ao ciclo original, que tragam impactos na operação do SIN.

O PEL apresenta os resultados das análises realizadas nos estudos elétricos e deve conter nas principais conclusões:

- Os problemas identificados ao longo do horizonte do estudo, com a indicação dos pontos do sistema, as áreas geoeletricas e as interligações regionais e internacionais que não estão atendendo aos padrões definidos nos Procedimentos de Rede, em condição normal de operação ou sob contingências;
- Os reflexos da incorporação dos novos empreendimentos, de acordo com o cronograma de equipamentos e instalações de transmissão e geração consideradas, no desempenho e na operação do SIN. Análises de sensibilidade devem ser apresentadas para avaliar as consequências e/ou benefícios de possíveis atrasos e/ou antecipações na implantação dos novos empreendimentos.
- As estratégias operativas a serem detalhadas nos estudos para a elaboração das Diretrizes Operativas para a Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral, a saber:
 - Limites de transmissão nas interligações regionais;
 - Limites de transmissão para áreas geoeletricas;
 - Controle de tensão e carregamento;
 - Despachos de geração térmica para atendimento à segurança elétrica;
 - Restrições de geração térmica, hidráulica ou outras, nas usinas das diversas bacias.
- As recomendações, decorrentes do não atendimento aos padrões definidos nos Procedimentos de Rede, nas quais são indicadas ações a serem realizadas até que entrem em operação reforços. Estas recomendações devem conter:
 - Proposição de medidas provisórias ou de antecipação dos reforços técnica e economicamente viáveis, para que o sistema atenda aos padrões de desempenho e aos critérios definidos nos Procedimentos de Rede, até a implantação das ampliações e reforços previstos;
 - Indicação da necessidade de revisão e/ou concepção de novos Sistemas Especiais de Proteção (SEP);
 - Indicação da necessidade de revisão e/ou concepção de novas medidas operativas para solução dos problemas identificados ao longo do estudo;

- Indicação da necessidade de criação de grupos de trabalho específicos com o propósito de apresentar soluções para os problemas identificados que exijam maior aprofundamento;
- Indicação, sob o ponto de vista de atendimento elétrico, do melhor período para manutenções de longa duração de componentes do sistema de transmissão e de unidades geradoras, de acordo com a análise dos cronogramas informados para o horizonte do estudo;
- Identificação da necessidade de revisão de ajustes dos controladores do SIN.

3.3.2 Planejamento da Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral

O planejamento da operação elétrica com horizonte quadrimestral é realizado com base na avaliação do desempenho do SIN sob o ponto de vista do atendimento aos critérios e aos padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede. É elaborado com a finalidade de [14]:

- Indicar medidas operativas para que a operação atenda aos referidos padrões e critérios, utilizando os recursos de geração e da rede de transmissão existentes, a previsão de carga e o cronograma para a entrada em operação de novos equipamentos de transmissão e geração, programados para o horizonte do estudo;
- Compatibilizar as restrições elétricas, cuja finalidade é a segurança operativa e o atendimento à carga, com as políticas energéticas que visam ao menor custo da operação;
- Subsidiar a elaboração das instruções de operação utilizadas pelo ONS para o cumprimento de suas atribuições de coordenação e operação do SIN;
- Subsidiar os processos de planejamento da operação elétrica de médio prazo.

Estes estudos têm como resultado um documento que recebe o nome de Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral, com resultados consolidados das análises realizadas nos estudos elétricos, e devem conter:

- Os problemas de não atendimento aos padrões definidos nos Procedimentos de Rede, em condições normais de operação ou sob contingências, identificados ao longo do

horizonte do estudo, com a indicação dos pontos do sistema, das áreas geoeletricas e das interligações regionais e internacionais;

- As diretrizes para contornar os problemas apresentados;
- Os reflexos da incorporação dos novos empreendimentos no desempenho e na operação do SIN, de acordo com o cronograma de equipamentos e instalações de transmissão e geração consideradas. Análises de sensibilidade devem ser apresentadas para avaliar as consequências de possíveis atrasos e/ou de antecipações na implantação dos novos empreendimentos;
- O detalhamento dessas diretrizes para fins de elaboração das instruções de operação, a saber:
 - Limites de transmissão nas interligações regionais;
 - Limites de transmissão para áreas geoeletricas;
 - Controle de tensão e carregamento;
 - Geração térmica mínima para atendimento à carga;
 - Restrições de geração térmica e hidráulica nas usinas das diversas bacias e de outras fontes de geração.
- As recomendações, decorrentes do não atendimento aos padrões definidos nos Procedimentos de Rede, nas quais são indicadas ações a serem realizadas até que entrem em operação reforços. Essas recomendações devem conter:
 - Revisão e/ou concepção de novas medidas operativas para solução dos problemas identificados ao longo do estudo ou indicadas em estudos anteriores;
 - Indicação da necessidade de revisão dos SEP;
 - Indicação, sob o ponto de vista do atendimento elétrico, do melhor período para manutenções de longa duração de componentes do sistema de transmissão e de unidades geradoras, com base na análise dos cronogramas informados para o horizonte do estudo; e
 - Identificação da necessidade de revisão de ajustes dos controladores do SIN.

As Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral são elaboradas para os horizontes de janeiro-abril, maio-agosto e setembro-dezembro de cada ano.

Da atualização mensal das Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral, resultam as Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Mensal, que subsidiam permanentemente as atribuições do ONS relativas à programação e operação do SIN.

3.3.3 Planejamento da Operação Elétrica com Horizonte Mensal

A elaboração de diretrizes para a operação elétrica de horizonte mensal tem o objetivo de atualizar as diretrizes para a operação elétrica de horizonte quadrimestral, a fim de [15]:

- Reavaliar o desempenho do SIN sob o ponto de vista do atendimento aos critérios e aos padrões estabelecidos premissas utilizadas nos estudos;
- Compatibilizar as restrições elétricas, cuja finalidade é a segurança operativa e o atendimento à carga, com as políticas energéticas que visam ao menor custo da operação;
- Atualizar e/ou estabelecer instruções de operação utilizadas pelo ONS para o cumprimento de suas atribuições de coordenação e operação do SIN;
- Subsidiar a elaboração da programação de intervenções em instalações da rede de operação;
- Subsidiar a operação em tempo real.

Estes estudos têm como resultado um documento que recebe o nome de Diretrizes da Operação Elétrica com Horizonte Mensal, com resultados consolidados das análises realizadas nos estudos elétricos, e devem conter:

- Os problemas identificados ao longo do horizonte do estudo que não estejam cobertos no documento Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral ou nos estudos anteriores de diretrizes para a operação elétrica com horizonte mensal. Esses problemas correspondem aos pontos do sistema, das áreas geoeletricas e das interligações regionais e internacionais, que não estão atendendo aos padrões definidos nos Procedimentos de Rede, em condições normais de operação ou sob contingências;
- As diretrizes para contornar os problemas apresentados;

- Os reflexos da incorporação dos novos empreendimentos no desempenho e na operação do SIN, de acordo com o cronograma de equipamentos e instalações de transmissão e geração considerada;
- O detalhamento dessas diretrizes, quando houver necessidade de revisão, para fins de normatização de:
 - Limites de transmissão nas interligações regionais;
 - Limites de transmissão para áreas geoeletricas;
 - Controle de tensão e de carregamento;
 - Geração térmica mínima para atendimento à carga; e
 - Restrições de geração térmica e hidráulica nas usinas das diversas bacias e de outras fontes de geração.
- As recomendações, decorrentes do não atendimento aos padrões definidos nos Procedimentos de Rede, nas quais são indicadas ações a serem realizadas até que entrem em operação reforços. Essas recomendações devem conter:
 - Revisão e/ou concepção de novas medidas operativas para solução dos problemas identificados ao longo do estudo ou indicados em estudos anteriores;
 - Indicação da necessidade de revisão dos SEP;
 - Indicação, sob o ponto de vista do atendimento elétrico, do melhor período para manutenções de longa duração de componentes do sistema de transmissão e de unidades geradoras, com base na análise dos cronogramas informados para o horizonte do estudo;
 - Identificação da necessidade de revisão de ajustes dos controladores do SIN.

As Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Mensal são elaboradas para todos os meses de cada ano.

Essas diretrizes são elaboradas mensalmente, de forma a subsidiar permanentemente as atribuições do ONS relativas à programação e operação do SIN.

A Figura 3.3 ilustra a cronologia envolvida no planejamento de médio e curto prazo da operação elétrica no Brasil.

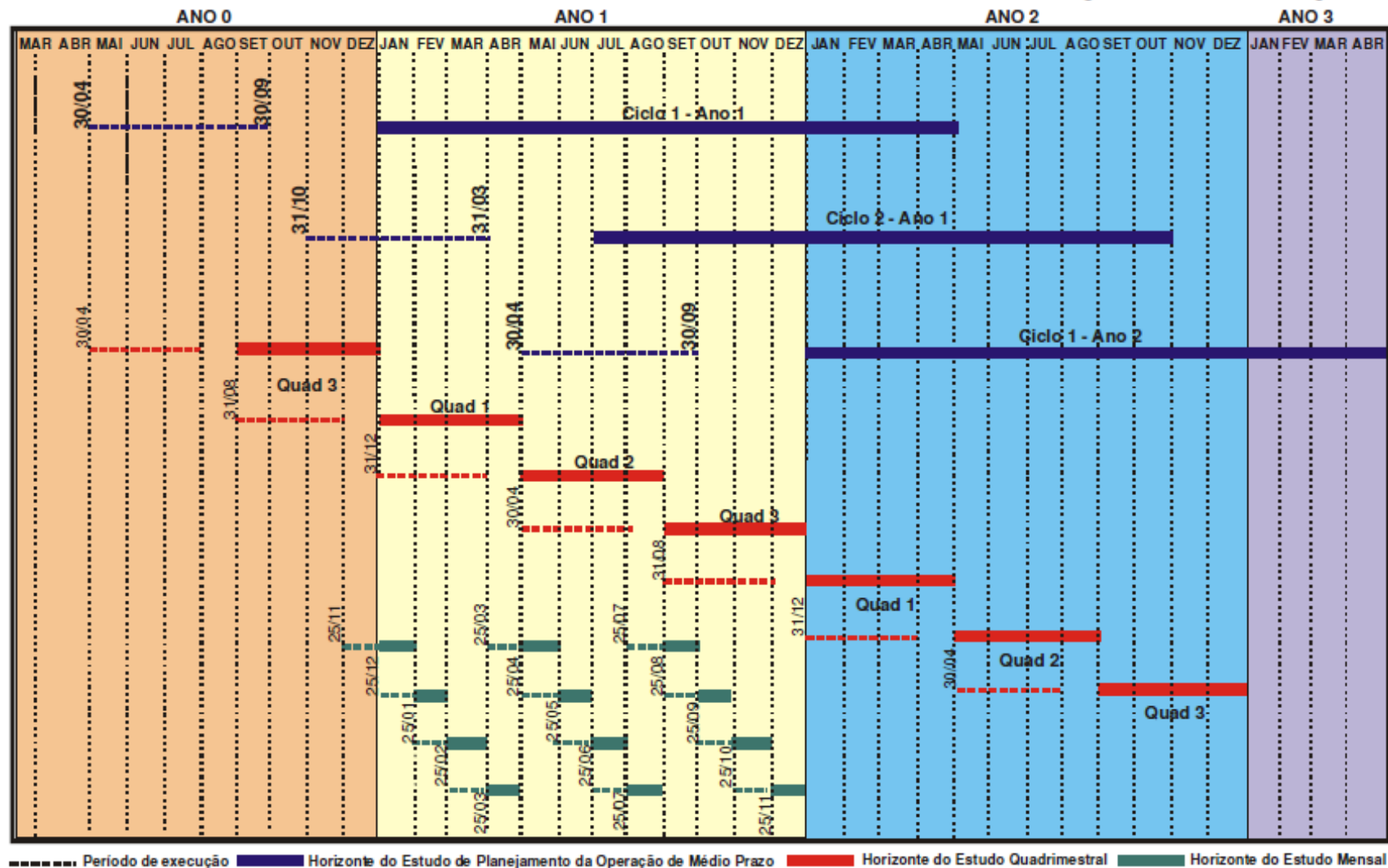


Figura 3.3 – Cronologia do Planejamento da Operação Elétrica

4 Caso de Estudo: Intercâmbio Sul-Sudeste

Neste capítulo será abordado o caso de estudo deste trabalho. Trata-se de um cenário real de limitação de intercâmbio em condições energéticas adversas para a Região Sul do Brasil. Primeiramente é feita uma descrição das características do local, seguida de uma análise elétrica e energética do cenário em foco. Os limites de intercâmbio indicados pelo ONS são apresentados considerando medidas operativas de curto-prazo que incluíram a implementação de um novo Sistema Especial de Proteção (SEP). Finalmente, são apresentados resultados de simulações que visam avaliar os limites apresentados pelo ONS nas diversas fases do planejamento.

4.1 Descrição

Esta seção descreve as principais características da ligação elétrica da Região Sul do Brasil com o resto do SIN, bem como da sua hidrografia, como mostram os itens a seguir.

4.1.1 A ligação Sul-Sudeste

A ligação elétrica entre as regiões Sul e Sudeste do Brasil é feita através da chamada Interligação Sul-Sudeste. Ela é composta por linhas de transmissão e transformadores, em que o somatório dos seus fluxos é definido como o intercâmbio Sul-Sudeste. O intercâmbio Sul-Sudeste pode ser dividido em dois cenários: a região Sul exportando energia (FSUL) e a região Sul importando energia (RSUL).

Para ambos os casos, os equipamentos a serem monitorados são os mesmos, a diferença é o sentido do fluxo em que são convencionados. Para o caso do RSUL, os equipamentos e sentidos dos fluxos são os indicados na Tabela 4.1:

Tabela 4.1 – Circuitos monitorados no RSUL [16]

| Linha ou Transformador | Sentido Positivo |
|---|-----------------------|
| LT 230kV Assis – Londrina - Circuitos 1 e 2 | Assis → Londrina |
| LT 230kV Chavantes – Figueira | Chavantes → Figueira |
| LT 230kV Dourados – Guaíra | Dourados → Guaíra |
| LT 138kV Rosana – Loanda | Rosana → Loanda |
| LT 88kV Salto Grande – Andirá - Circuitos 1 e 2 | Salto Grande → Andirá |
| LT 500kV Ibiúna – Bateias - Circuitos 1 e 2 | Ibiúna → Bateias |
| LT 525kV Assis - Londrina | Assis → Londrina |
| TRs 1, 2 e 3 de 765/525 kV da SE Ivaiporã | 765 kV → 525 kV |
| LT 525kV Foz - Cascavel Oeste | Foz → Cascavel Oeste |
| LT 230kV Itararé - Jaguariaíva | Itararé → Jaguariaíva |

Geograficamente, estes equipamentos encontram-se como mostra a Figura 4.1.

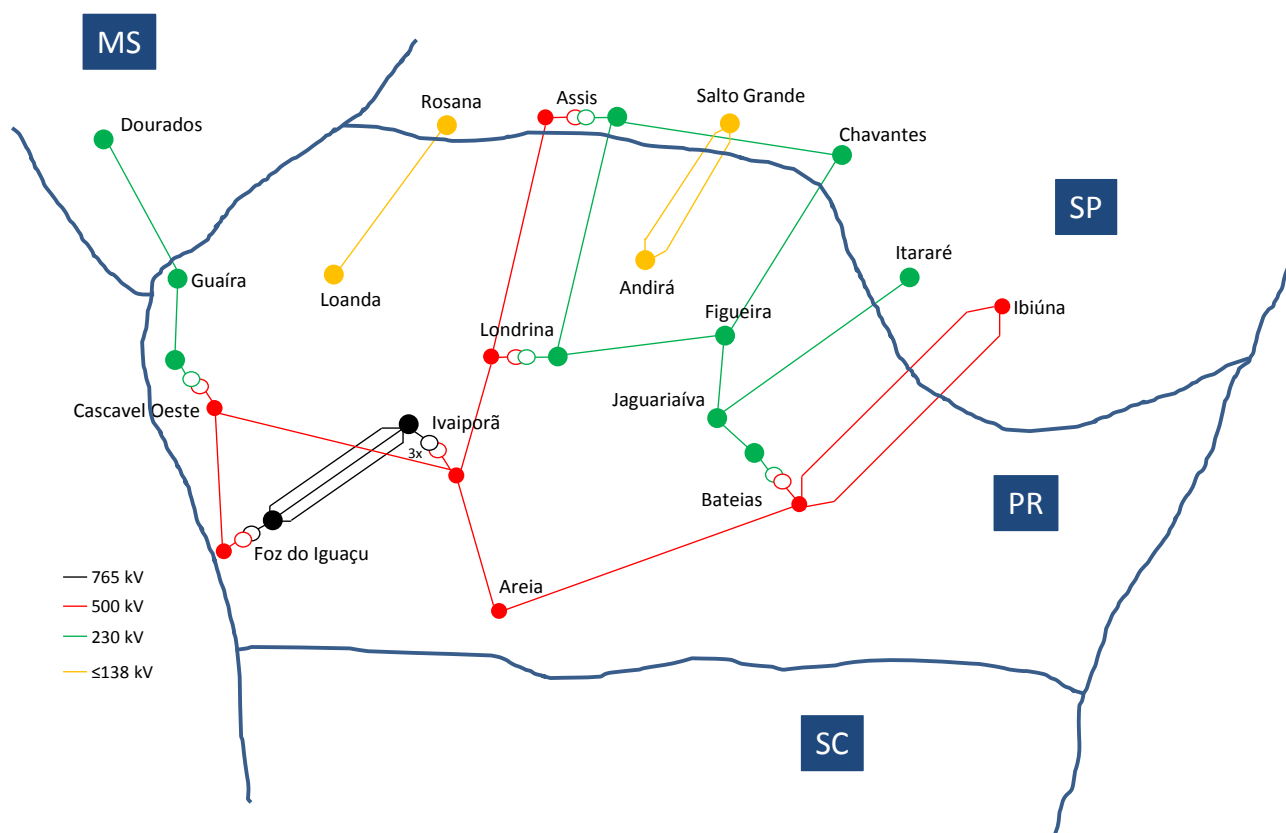


Figura 4.1 – Diagrama elétrico dos circuitos monitorados no RSUL

Também será útil para este estudo a definição de outra grandeza do SIN, que é o fluxo para o Rio Grande do Sul (FRS). Os circuitos a serem monitorados são aqueles apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Circuitos monitorados no FRS [17]

| Linha ou Transformador | Sentido Positivo |
|---|---------------------------------|
| TRs 1, 2 e 3 de 525/230 kV da SE Caxias | 525 kV → 230 kV |
| TRs 1, 2 e 3 de 525/230 kV da SE Gravataí | 525 kV → 230 kV |
| TRs 1, 2 e 3 de 525/230 kV da SE Nova Santa Rita | 525 kV → 230 kV |
| TRs 1 e 2 de 525/230 kV da SE Santo Ângelo | 525 kV → 230 kV |
| LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha 2 | Barra Grande → Lagoa Vermelha 2 |
| LT 230 kV Passo Fundo – Xanxerê - Circuitos 1 e 2 | Xanxerê → Passo Fundo |
| LT 230 kV Forquilha – Lajeado Grande | Forquilha → Lajeado Grande |
| LT 230 kV Guarita – UHE Foz do Chapecó | UHE Foz do Chapecó → SE Guarita |

4.1.2 Hidrografia

Hidrografia é a composição dos recursos hídricos em um território, como as bacias hidrográficas, oceanos, rios, lagos, etc. No Brasil existem 12 grandes bacias hidrográficas, como mostra a Figura 4.2.



Figura 4.2 – Principais bacias hidrográficas brasileiras [18]

O armazenamento da Região Sul do Brasil tem 80% da sua capacidade máxima representada pelas bacias do Rio Iguaçu e do Rio Uruguai. Os diagramas operativos dessas bacias são mostrados nas Figura 4.3 e Figura 4.4, respectivamente.

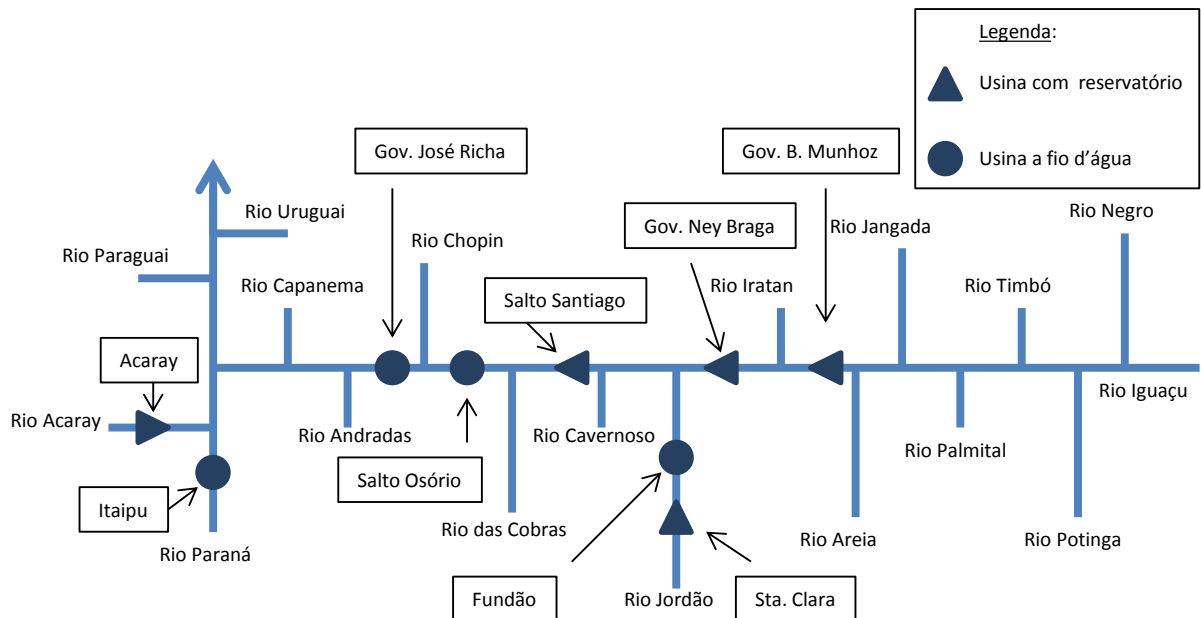


Figura 4.3 – Diagrama da Bacia do Rio Iguaçu

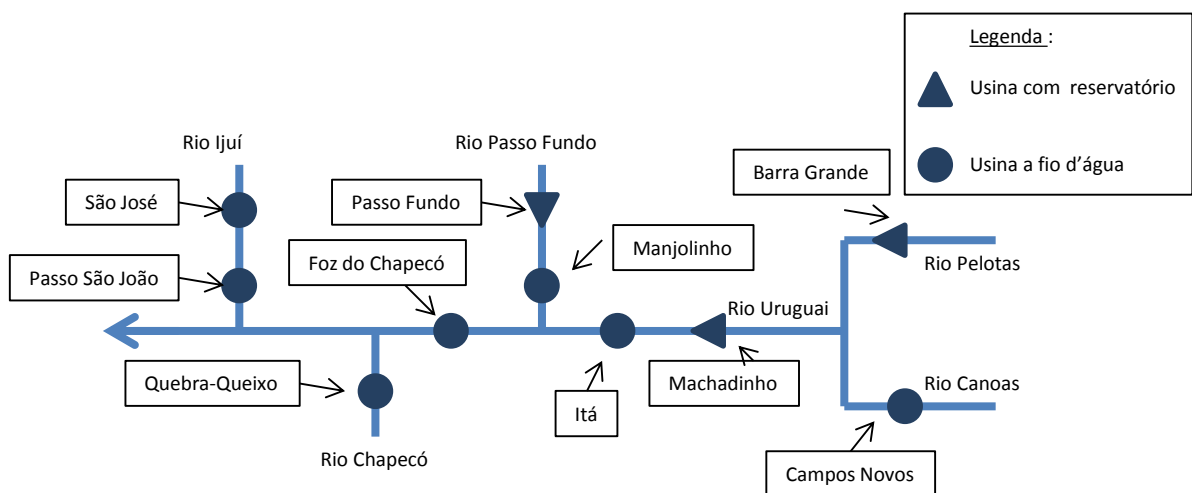


Figura 4.4 – Diagrama da Bacia do Rio Uruguai

Na análise energética de um aproveitamento hídrico são definidos alguns termos [19] [20]:

- *Vazão Natural*: vazão que existiria em uma seção do rio caso, a montante dele, não houvesse modificações na bacia, como transposição de vazão, regularização de reservatórios, captações para uso, etc.
- *Vazão Média a Longo Termo (MLT)*: média das vazões naturais em um determinado período, considerando-se a média histórica observada. Usualmente é calculada para cada mês do ano, por bacia ou subsistema.
- *Energia Natural Afluyente (ENA)*: energia em um aproveitamento hidroelétrico que poder ser transformada em elétrica, a partir da sua vazão natural. Pode ser calculada com base diária, semanal, mensal ou anual, por bacia ou por subsistema. Sua unidade de medida é %MLT, que significa a porcentagem da vazão média a longo termo.
- *Energia Armazenada (EAR)*: energia associada ao volume de água armazenado em um reservatório que pode ser transformada em elétrica. Para ser calculado é considerado o seu volume e sua produtividade, além da produtividade das usinas a jusante, sem contar o volume morto (parcela de volume do reservatório que não está disponível para uso). Sua unidade de medida é %EAR_{máx}, que significa a porcentagem de seu armazenamento máximo.

4.2 Análise Energética

Durante o final do ano de 2011 (aproximadamente em setembro) iniciou-se o fenômeno climático La Niña. Este fenômeno é caracterizado pelo resfriamento anormal das águas do Oceano Pacífico Equatorial Central e Oriental, em que fortes ventos alísios aumentam o nível de água nessas porções. Durante os meses de dezembro a abril este fenômeno produz rápida frente fria e precipitação reduzida na região Sul do Brasil [21].

Além deste fenômeno, durante este mesmo período, a Temperatura da Superfície do Mar (TSM) na região sul do Oceano Atlântico, perto do litoral argentino, permaneceu com seu valor elevado, acima da média. Este aquecimento também aumenta a escassez de chuvas na região Sul do Brasil, pois provoca uma corrente descendente de ar, inibindo a formação de nuvens.

A Figura 4.5 mostra a TSM em Janeiro de 2012, onde a cor azul significa temperaturas mais baixas e a cor vermelha temperaturas mais altas. Nesta figura, podem-se notar estes dois

fenômenos: o resfriamento das águas do Oceano Pacífico Equatorial e o aquecimento do Oceano Atlântico Sul.

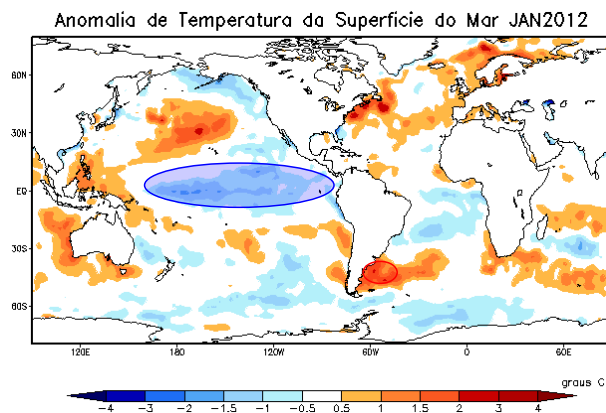


Figura 4.5 – Resfriamento do Pacífico Equatorial e aquecimento do Atlântico Sul [22]

Devido à soma destes dois acontecimentos, a precipitação na região Sul, nos meses de março a maio de 2012, foi muito reduzida, levando as suas bacias a ficarem com o armazenamento escasso. Pode-se ver pela Tabela 4.3 que a precipitação nessa região ficou abaixo da média para esse período, com exceção da Bacia do Iguaçu no mês de abril.

Tabela 4.3 – Precipitação Acumulada em 2012 [23]

| Bacia | Março (mm) | | Abril (mm) | | Maio (mm) | |
|---------|-----------------|-------|-----------------|-------|-----------------|-------|
| | Total Observado | Média | Total Observado | Média | Total Observado | Média |
| Iguaçu | 49 | 121 | 220 | 116 | 87 | 156 |
| Uruguai | 54 | 134 | 112 | 142 | 34 | 145 |

Como consequência, a escassez de chuvas reduziu a ENA e a EAR dessa região. A Figura 4.6 mostra a evolução dessas grandezas para as bacias dos Rios Uruguai e Iguaçu, bem como para toda a região Sul, de abril a junho de 2012.

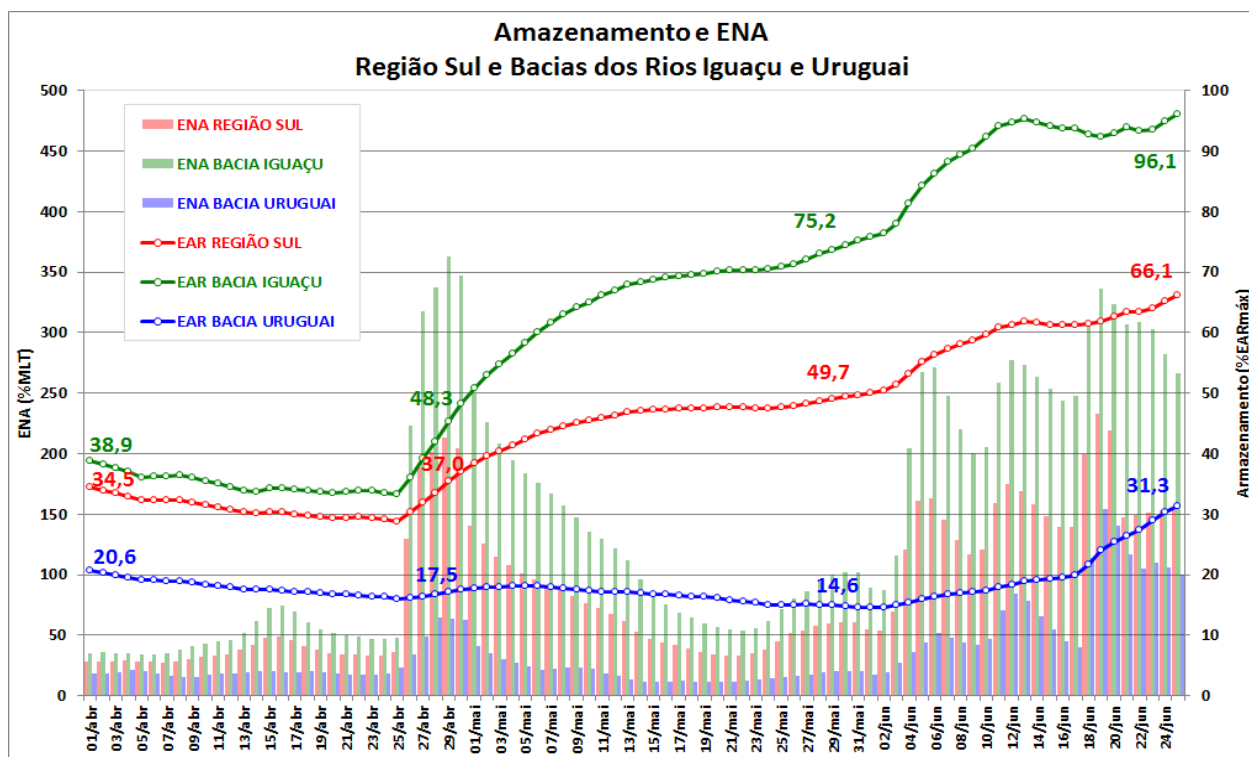


Figura 4.6 – EAR x ENA – Região Sul [22]

Pode-se observar que no final de abril ocorreu uma melhora no armazenamento da região Sul. Isto se deveu a dois fatores: melhora da condição hidrológica na região da bacia do Rio Iguaçu, que provocou o aumento da ENA e da EAR nessa bacia; e adoção de medidas operativas pelo ONS para elevação do intercâmbio do SIN para o sistema Sul (RSUL).

Apesar disso, o armazenamento da bacia do Rio Uruguai continuou praticamente estático até o início de Junho, chegando a alcançar 14,6 %EARmáx.

4.3 Análise Elétrica

Dado este cenário energético desfavorável, a melhor alternativa a ser tomada para atender a demanda de energia dessa região, é importar energia de outras regiões, ou seja, do ponto de vista energético, a melhor medida para o sistema seria a maximização do RSUL

Entretanto, um fato que restringia este intercâmbio era o limite da LT 525 kV Salto Santiago – Itá, como veremos a seguir. Esta linha, juntamente com a LT 525 kV Areia – Campos Novos, é a principal ligação elétrica entre as usinas da bacia do Rio Iguaçu e as usinas da bacia do Rio Uruguai (Figura 4.7). Dependendo do cenário de carga e geração e do valor do intercâmbio RSUL, um aumento no fluxo da LT 525 kV Salto Santiago – Itá poderia acarretar problemas de instabilidade transitória na ocorrência de uma contingência simples no sistema.

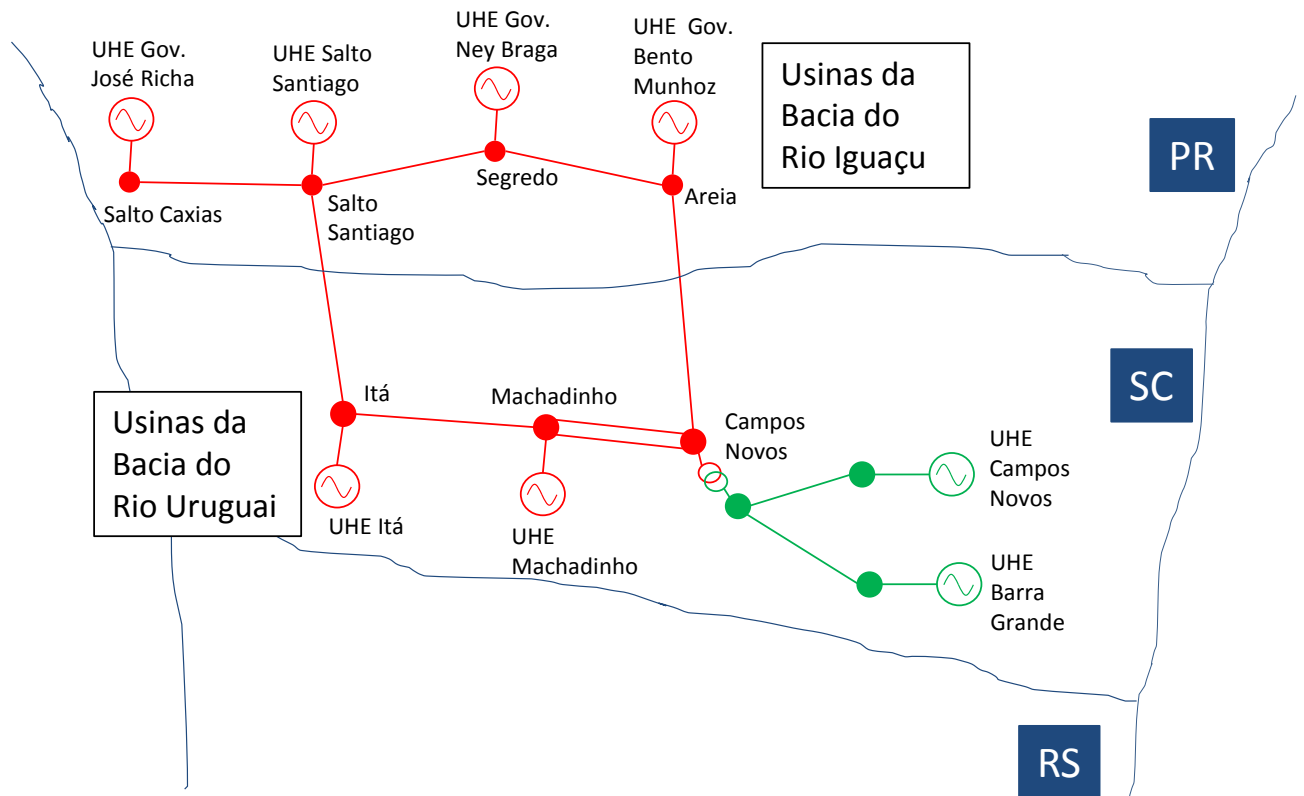


Figura 4.7 – Ligação elétrica das usinas das bacias do Rio Iguaçu e Uruguai

Das subestações Itá e Campos Novos partem importantes linhas de transmissão, as principais no atendimento dos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. É fácil enxergar então que, com a baixa produção de energia nas usinas da Bacia do Rio Uruguai, a energia que abastecerá esses estados irá ser transmitida através das LTs 525kV Salto Santiago – Itá (SST-ITA) e Areia – Campos Novos (ARE-CPN).

Os limites do RSUL são definidos de modo que o SIN suporte a perda simples de qualquer elemento sem violar tensões ou carregamentos dos equipamentos remanescentes, além de manter a estabilidade transitória do sistema [24].

Porém, para valores elevados de carregamento na LT 525kV SST-ITA, o seu desligamento pode causar perda de sincronismo entre as regiões Sul e Sudeste. Assim, o limite desta linha é um fator limitante do RSUL.

4.4 Ações de Planejamento Adotadas

No intuito de preservar o armazenamento dos reservatórios da bacia do Rio Uruguai, medidas operativas especiais foram tomadas nas usinas que compõe esta bacia. Dentre elas, podemos citar a minimização da geração das UHEs Barra Grande, Itá e Passo Fundo, e o desligamento total das UHEs Campos Novos, Machadinho e Foz do Chapecó. Além destas medidas, destaca-se também a minimização da geração das usinas das bacias dos rios Iguaçu e Jacuí, com o objetivo de preservar e/ou recuperar o nível de armazenamento de seus reservatórios,

Em relação aos limites do RSUL, e mais especificamente aos limites da LT 525kV SST-ITA, diversas ações de planejamento de curto prazo foram sendo tomadas ao longo do tempo para que a saída intempestiva dessa linha não causasse problemas de segurança elétrica no sistema.

A primeira delas, que foi empregada já na primeira semana do mês de abril, foi o despacho da UTE Sepé Tiaraju. Esta usina térmica, com capacidade instalada de 160 MW, fica localizada geograficamente no estado do Rio Grande do Sul, e eletricamente no setor de 230 kV da subestação de Canoas 2, entre Gravataí 2 e Cidade Industrial (Figura 4.8). A sua geração tem uma sensibilidade de aproximadamente -35% no carregamento da LT 525kV SST-ITA, ou seja, para cada 100 MW de aumento de geração desta usina, o carregamento da linha de transmissão é reduzido em 35 MW, o que alivia o fluxo da mesma.

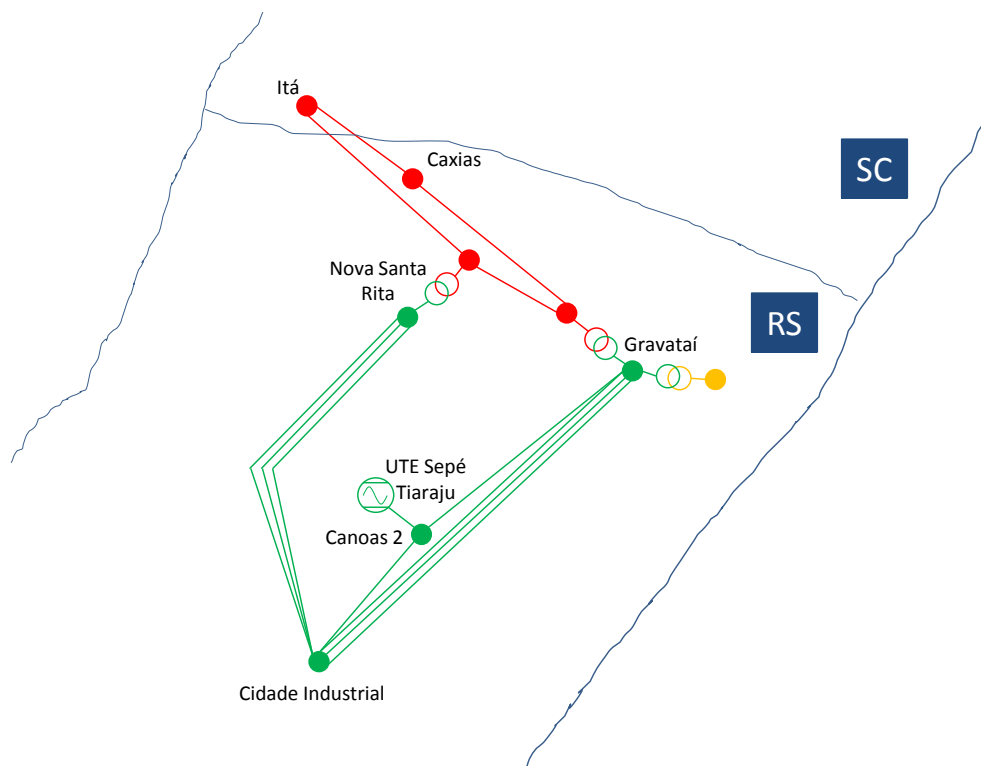


Figura 4.8 – UTE Sepé Tiaraju

O limite da LT 525kV SST-ITA, como definido na Instrução de Operação³ da Interligação Sul-Sudeste, para o período deste estudo, era dado em função da carga da região Sul e do montante de RSUL naquele instante. Além disso, este limite também dependia da geração da Hidrelétrica de Itaipu 60 Hz e do número de unidades geradoras sincronizadas⁴ na região Sul (como gerador ou compensador síncrono). A ideia era permitir a máxima exploração do RSUL para diferentes cenários e condições operativas, mantendo-se a segurança elétrica do sistema. Assim, a partir da primeira semana de abril, o limite da LT 525kV SST-ITA foi sendo reavaliado e atualizado, conforme o cenário energético progredia, em função dos parâmetros supracitados. Para a primeira atualização, os limites foram definidos como na Tabela 4.4:

³ Instrução de Operação (IO) é um documento produzido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que auxilia os órgãos responsáveis como deve ser a operação de uma determinada região.

⁴ Cada usina geradora de energia é composta por diversas Unidades Geradoras (UG). Quando uma UG está funcionando (gerando energia) diz-se que ela está sincronizada à rede. Ainda cabe ressaltar que os geradores podem estar sincronizados gerando potência ativa e reativa (gerador) ou apenas potência reativa (compensador síncrono).

Tabela 4.4 – Limites MOP CNOS 33/2012

| RSUL (MW) | Carga da região Sul (MW) | Nº mínimo de UGs sincronizadas na região Sul | | | | Limite da LT 525kV SST-ITA (MW) | Geração mínima de Itaipu 60 Hz (MW) |
|-------------|--------------------------|--|---|---|---|---------------------------------|-------------------------------------|
| | | Grupo* | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | | |
| 4001 a 5000 | 14500 a 13500 | 11 | 4 | 3 | 2 | 1660 | 5500 |
| | 13500 a 12500 | 11 | 3 | 3 | 2 | 1660 | |
| | 12500 a 11500 | 11 | 2 | 2 | 2 | 1625 | |
| | 11500 a 10500 | 11 | 2 | 2 | 2 | 1575 | |
| | 10500 a 9500 | 9 | 2 | 2 | 2 | 1575 | |
| | < 9500 | 8 | 2 | 2 | 2 | 1575 | |
| 5001 a 5500 | 14500 a 13500 | 12 | 4 | 3 | 2 | 1650 | 5500 |
| | 13500 a 12500 | 11 | 3 | 3 | 2 | 1600 | |
| | 12500 a 11500 | 11 | 2 | 2 | 2 | 1550 | |
| | 11500 a 10500 | 11 | 2 | 2 | 2 | 1500 | |
| | 10500 a 9500 | 9 | 2 | 2 | 2 | 1500 | |
| | < 9500 | 8 | 2 | 2 | 2 | 1500 | |
| 5501 a 6000 | 14500 a 13500 | 12 | 4 | 3 | 2 | 1650 | 5500 |
| | 13500 a 12500 | 11 | 3 | 3 | 2 | 1550 | |
| | 12500 a 11500 | 11 | 2 | 2 | 2 | 1460 | |
| | 11500 a 10500 | 11 | 2 | 2 | 2 | 1360 | |
| | 10500 a 9500 | 9 | 2 | 2 | 2 | 1360 | |
| | < 9500 | 8 | 2 | 2 | 2 | 1360 | |
| 6001 a 7000 | 14500 a 13500 | 12 | 4 | 3 | 2 | 1550 | 5500 |
| | 13500 a 12500 | 11 | 3 | 3 | 2 | 1450 | |
| | 12500 a 11500 | 11 | 2 | 2 | 2 | 1435 | |
| | 11500 a 10500 | 11 | 2 | 2 | 2 | 1350 | |
| | 10500 a 9500 | 9 | 2 | 2 | 2 | 1350 | |
| | < 9500 | 8 | 2 | 2 | 2 | 1350 | |

(*) Usinas participantes de cada grupo:

Grupo 1: UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto, UHE Gov. Ney Amintas de Barros Braga, UHE Salto Santiago e UHE Gov. José Richa;

Grupo 2: UHE Itá e UHE Machadinho;

Grupo 3: UHE Gov. Parigot de Souza e UTE Araucária;

Grupo 4: UHE Foz do Chapecó e UHE Quebra Queixo.

Note-se que a parametrização apresentada na Tabela 4.4 foi obtida após uma série de estudos e simulações realizadas pelos especialistas do ONS.

Para o caso em que não fosse possível sincronizar o número mínimo de UGs proposto, e/ou despachar a geração mínima de Itaipu 60Hz, o limite da LT 525kV SST-ITA e o do RSUL seriam inferiores ao da Tabela 4.4.

Assim, tabelas com os valores limites da LT 525kV SST-ITA foram emitidas em forma de Mensagens Operativas (MOP) pelo ONS, as quais têm a função de alterar e atualizar as IOs daquele sistema durante a sua vigência. Para o intercâmbio Sul – Sudeste, estas instruções são retiradas da IO denominada por “Instrução de Operação – Operação Normal da Interligação Sul/Sudeste” (IO-ON.SSE).

Na segunda semana do mês de abril, com validade a partir do dia 12/04/2012, esses limites foram novamente reavaliados, para a faixa de RSUL entre 5001 MW e 5500 MW, conforme a Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Limites MOP CNOS 37/2012

| RSUL (MW) | Carga da região Sul (MW) | Nº mínimo de UGs sincronizadas na região Sul | | | | Limite da LT 525kV SST-ITA (MW) | Geração mínima de Itaipu 60 Hz (MW) |
|-------------|--------------------------|--|---|---|---|---------------------------------|-------------------------------------|
| | | Grupo | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | | |
| 5001 a 5500 | 14500 a 13500 | 12 | 4 | 3 | 2 | 1750 | 6000 |
| | 13500 a 12500 | 11 | 3 | 3 | 2 | 1750 | |
| | 12500 a 11500 | 11 | 2 | 2 | 2 | 1700 | |
| | 11500 a 10500 | 11 | 2 | 2 | 2 | 1700 | |
| | 10500 a 9500 | 9 | 2 | 2 | 2 | 1650 | |
| | < 9500 | 8 | 2 | 2 | 2 | 1650 | |

Em destaque encontram-se os valores que sofreram alteração em relação à MOP anterior. Para os demais valores (inclusive os omitidos nesta Tabela 4.5), permanecem iguais ao da Tabela 4.4.

É possível notar que, o aumento de 500 MW na geração mínima permitida para Itaipu 60 Hz, propiciou limites maiores à LT 525kV SST-ITA. Isso ocorre porque o aumento da geração em Itaipu garante maior estabilidade ao sistema Sul.

Com vigência a partir de 18/04/2012, os limites foram alterados para a faixa de RSUL entre 5501 MW e 6000 MW, conforme a Tabela 4.6:

Tabela 4.6 – Limites MOP CNOS 39/2012

| RSUL (MW) | Carga da região Sul (MW) | Nº mínimo de UGs sincronizadas na região Sul | | | | Limite da LT 525kV SST-ITA (MW) | Geração mínima de Itaipu 60 Hz (MW) |
|-------------|--------------------------|--|---|---|---|---------------------------------|-------------------------------------|
| | | Grupo | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | | |
| 5501 a 6000 | 14500 a 13500 | 12 | 4 | 3 | 2 | 1750 | 6000 |
| | 13500 a 12500 | 11 | 3 | 3 | 2 | 1700 | |
| | 12500 a 11500 | 11 | 2 | 2 | 2 | 1650 | |
| | 11500 a 10500 | 11 | 2 | 2 | 2 | 1650 | |
| | 10500 a 9500 | 9 | 2 | 2 | 2 | 1600 | |
| | < 9500 | 8 | 2 | 2 | 2 | 1550 | |

Novamente, é possível observar que, limites maiores na LT 525kV SST-ITA foram possíveis devido ao aumento da geração mínima de Itaipu 60 Hz.

Nesta MOP (CNOS 39/2012) também foram feitas recomendações adicionais para a faixa de RSUL entre 5001 MW e 6000 MW, para garantir maior estabilidade, como:

- Maximizar os valores de tensão no sistema 525 kV da Região Sul;
- Operar preferencialmente com a tensão de Itaipu 500 kV igual ou superior a 510 kV;
- Maximizar o número de UGs sincronizadas (como gerador ou compensador síncrono) nas UHEs Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto (no mínimo 3 UGs), Gov. Ney Amintas de Barros Braga, Salto Santiago, Gov. José Richa e Salto Osório;
- Minimizar o número de UGs sincronizadas como compensador síncrono nas UHEs Campos Novos, Barra Grande, Machadinho (no máximo 2 UGs), Itá (no máximo 2 UGs) e Foz do Chapecó (no máximo 2 UGs).

Apesar de todos os esforços para maximizar o RSUL, ou ainda, elevar o limite operativo da LT 525 kV SST-ITA, o cenário energético adverso exigia uma elevação ainda maior, o que não foi mais possível apenas com as medidas anteriormente adotadas. Assim, a partir do dia 26/04/2012

deu-se início a mais uma medida que objetivava o aumento do intercâmbio. Esta nova medida foi a implementação de um Sistema Especial de Proteção (SEP), que está descrito a seguir.

4.4.1 Implementação de um novo SEP

Um SEP é um sistema que, a partir da detecção de uma condição anormal de operação ou de contingências múltiplas, realiza ações automáticas para preservar a integridade do sistema, dos equipamentos ou das linhas de transmissão. O SEP engloba os ECE (Esquema de Controle de Emergência, que é um sistema especial de proteção que objetiva, a partir da detecção de uma condição anormal de operação, realizar ação automática com a finalidade de preservar a integridade de equipamentos e linhas de transmissão), e os ECS (Esquema de Controle de Segurança, que é um sistema especial de proteção que objetiva, a partir da detecção de contingências múltiplas nos sistemas, realizar uma ação automática para evitar a propagação de distúrbios) [25].

A medida adicional para o aumento do intercâmbio RSUL consistiu da implementação de um SEP que adicionou uma lógica ao chamado Esquema de Controle de Emergência do Rio Grande do Sul (ECE-RS, que se encontra descrito na referência [26]). Este esquema tem a finalidade de preservar a estabilidade elétrica e energética do estado do Rio Grande do Sul. O esquema opera a partir de contingências e condições operativas pré-definidas, desligando cargas em pontos específicos do sistema. O corte de carga irá garantir a segurança do sistema.

O ECE-RS tinha originalmente duas lógicas de atuação e, em função do cenário energético adverso e da necessidade de aumento do limite de intercâmbio, uma terceira lógica foi incorporada.

Dependendo da lógica ativada, cargas são cortadas em diferentes subestações. Essas cargas são agrupadas em blocos, como definido na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Blocos de Carga ativados pelo ECE-RS

| Bloco de Carga | Subestação | Carga Cortada | |
|----------------|----------------|---|---------|
| | | Equipamento | Empresa |
| 1º | GRAVATAÍ 2 | LT 69 kV Gravataí 2 – Viamão 2 | CEEE-D |
| | | LT 69 kV Gravataí 2 – Alvorada | |
| | | LT 69 kV Gravataí 2 – Porto Alegre 8 | |
| | | LT 230kV Gravataí 2 – Porto Alegre 8 | |
| 7º | PORTO ALEGRE 6 | LT 69 kV Porto Alegre 6 – Porto Alegre 14 | CEEE-D |
| | | LT 69 kV Porto Alegre 6 – Porto Alegre 16 | |
| 9º | CAMPO BOM | LT 69 kV Campo Bom – Canudos | AES-Sul |
| | | LT 69 kV Campo Bom – Sapiranga | |
| | | LT 69 kV Campo Bom – Novo Hamburgo | |
| | TAQUARA | LT 138 kV Parobé – Taquara | RGE |
| | | TR-2 138/13,8/4,63 kV | |
| 10º | PORTO ALEGRE 9 | LT 69 kV Porto Alegre 9 – UTE Porto Alegre | CEEE-D |
| | | LT 69 kV Porto Alegre 9 – Porto Alegre 2 C1 | |
| | | LT 69 kV Porto Alegre 9 – Porto Alegre 2 C2 | |
| | | TR-1 230/13,8/4,63 kV | |
| | PORTO ALEGRE 6 | LT 230 kV Porto Alegre 6 – Porto Alegre 13 | |

A Lógica 1 atuará caso uma contingência dupla (dentre as linhas de transmissão listadas abaixo) acarrete em uma subtensão abaixo de 460 kV (87,5%) por mais 200 ms na barra de 525 kV de Gravataí.

- LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita e LT 525 kV Campos Novos – Nova Santa Rita
- LT 525 kV Itá – Caxias e LT 525 kV Campos Novos – Caxias
- LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita e LT 525 kV Itá – Caxias
- LT 525 kV Campos Novos – Nova Santa Rita e LT 525 kV Campos Novos – Caxias

Para evitar sobrecarga na rede de 230 kV e colapso de tensão causados por essas perdas duplas, cortes de carga são feitos. Os blocos (mostrados na Tabela 4.7) a serem ativados para corte são definidos pelo valor do FRS, conforme a Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Blocos cortados pela lógica 1 do ECE-RS

| Valor do FRS (MW) | Blocos de Carga ativados para corte |
|------------------------|-------------------------------------|
| $FRS \leq 1500$ | Nenhum |
| $1500 < FRS \leq 2000$ | 1º |
| $2000 < FRS \leq 3500$ | 1º e 10º |
| $3500 < FRS \leq 3900$ | 1º, 10º e 7º |
| $FRS > 3900$ | 1º, 10º, 7º e 9º |

A Lógica 2 do ECE-RS irá atuar caso ocorra subtensão abaixo de 460 kV (87,5%) na barra de 525 kV de Gravataí. Este fato pode ser causado pela perda simples dos circuitos de 525 kV que chegam à subestação de Gravataí e Caxias, porém o ECE atuará independentemente da ocorrência de desligamentos.

Os blocos de carga a serem cortados, na atuação da Lógica 2 do ECE, respeitam uma temporização, como mostra a Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Blocos cortados pela lógica 2 do ECE-RS

| Temporização (s) | Bloco de Carga cortado |
|------------------|------------------------|
| 0,5 | 1º |
| 0,7 | 10º |
| 0,9 | 7º |
| 1,2 | 9º |

A Lógica 3, implementada em função do panorama energético adverso na Região Sul, diz respeito ao carregamento da LT 525kV SST-ITA em cenários em que há pouco armazenamento nas bacias do Rio Uruguai e do Rio Jacuí. O desligamento desta linha pode provocar perda de sincronismo destas usinas com o resto do sistema. Para que isso não ocorra, esta lógica deverá atuar cortando os 4 blocos de carga descritos na Tabela 4.7 caso a LT 525kV SST-ITA esteja com uma corrente maior ou igual a 1650 A, medida em Itá, no momento do seu desligamento.

É importante ressaltar que a definição das lógicas do ECE-RS foi realizada com base em diversos estudos por parte dos especialistas do ONS.

A partir de 26/04/2012, com este novo SEP adicionado às Instruções de Operação da região Sul, foi possível praticar novos limites na LT 525kV SST-ITA, já que o corte de carga proposto garantia maior estabilidade a região Sul.

Assim, estando em operação a Lógica 3 do ECE-RS, os novos limites propostos a para faixa de RSUL entre 4001 MW e 6500 MW foram os da Tabela 4.10 :

Tabela 4.10 – Limites MOP CNOS 41/2012

| RSUL (MW) | Carga da região Sul (MW) | Nº mínimo de UGs sincronizadas na região Sul | | | | Limite da LT 525kV SST-ITA (MW) | Geração mínima de Itaipu 60 Hz (MW) |
|-------------|--------------------------|---|---|---|---|---------------------------------|-------------------------------------|
| | | Grupo | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | | |
| 4001 a 6500 | 14500 a 13500 | 12 | 4 | 3 | 2 | 1900 | 6000 |
| | 13500 a 12500 | 12 | 3 | 3 | 2 | 1900 | |
| | 12500 a 11500 | 12 | 2 | 2 | 2 | 1850 | |
| | 11500 a 10500 | 12 | 2 | 2 | 2 | 1800 | |
| | 10500 a 9500 | 12 | 2 | 2 | 2 | 1700 | |
| | < 9500 | Limites iguais ao da MOP CNOS 39/2012 (sem o SEP) | | | | | |

Caso esta lógica não estivesse em operação, os limites continuariam iguais ao da MOP CNOS 39/2012.

Nesta MOP (CNOS 41/2012) foi enfatizado que, enquanto estivesse habilitada a Lógica 3 do ECE-RS, não se poderia exportar energia para a Argentina pela Conversora de Garabi II. Entretanto, em 16/05/2012 (MOP CNOS 51/2012) foi permitida a ativação da Lógica 3 do ECE-RS juntamente com a exportação de energia para a Argentina pela conversora de Garabi II, desde que o Esquema de Bloqueio desta conversora estivesse ativado. Este esquema bloqueia a conversora quando ocorre o desligamento da LT 525kV SST-ITA.

Esta nova combinação de esquemas permitiu um aumento do limite da LT 525kV SST-ITA, como na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Limites MOP CNOS 51/2012

| RSUL (MW) | Carga da região Sul (MW) | Nº mínimo de UGs sincronizadas na região Sul | | | | Limite da LT 525kV SST-ITA (MW) | Geração mínima de Itaipu 60 Hz (MW) |
|-------------|--------------------------|---|---|---|---|---------------------------------|-------------------------------------|
| | | Grupo | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | | |
| 4001 a 6500 | 14500 a 13500 | 12 | 4 | 3 | 2 | 2000 | 6000 |
| | 13500 a 12500 | 12 | 3 | 3 | 2 | 1950 | |
| | 12500 a 11500 | 12 | 2 | 2 | 2 | 1900 | |
| | 11500 a 10500 | 12 | 2 | 2 | 2 | 1800 | |
| | 10500 a 9500 | 12 | 2 | 2 | 2 | 1700 | |
| | < 9500 | Limites iguais ao da MOP CNOS 39/2012 (sem o SEP) | | | | | |
| 6501 a 7000 | 14500 a 13500 | 12 | 4 | 3 | 2 | 1950 | 6000 |
| | 13500 a 12500 | 12 | 3 | 3 | 2 | 1900 | |
| | 12500 a 11500 | 12 | 2 | 2 | 2 | 1850 | |
| | 11500 a 10500 | 12 | 2 | 2 | 2 | 1750 | |
| | 10500 a 9500 | 12 | 2 | 2 | 2 | 1600 | |
| | < 9500 | Limites iguais ao da MOP CNOS 39/2012 (sem o SEP) | | | | | |

Como anteriormente, caso a lógica não estivesse ativada, os limites seriam os da MOP CNOS 39/2012.

4.5 Resumo

Como foi visto na seção anterior, diversos foram os valores de limite da LT 525kV SST-ITA ao decorrer das medidas adotadas. Assim, esta seção visa resumir as tabelas apresentadas e mostrar quais foram os ganhos obtidos com esses aumentos de limite.

Para a menor faixa de RSUL, que compreendia os valores entre 4001 MW e 5000 MW, houve ganho apenas a partir da implementação do SEP, na MOP 41/2012, e também na MOP 51/2012, quando foi permitido a exportação de energia pela conversora de Garabi II juntamente com a nova lógica 3 do ECE-RS. Os valores desses limites são mostrados na Tabela 4.12, e graficamente na Figura 4.9.

Tabela 4.12 – Limites da LT 525kV SST-ITA

| RSUL (MW) | Carga da região Sul (MW) | Limite da LT 525kV SST-ITA (MW) | | | | |
|----------------|-----------------------------|---------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | MOP 33/2012 | MOP 37/2012 | MOP 39/2012 | MOP 41/2012 | MOP 51/2012 |
| 4001 a 5000 | 14500 a 13500 | 1660 | 1660 | 1660 | 1900 | 2000 |
| | 13500 a 12500 | 1660 | 1660 | 1660 | 1900 | 1950 |
| | 12500 a 11500 | 1625 | 1625 | 1625 | 1850 | 1900 |
| | 11500 a 10500 | 1575 | 1575 | 1575 | 1800 | 1800 |
| | 10500 a 9500 | 1575 | 1575 | 1575 | 1700 | 1700 |
| | < 9500 | 1575 | 1575 | 1575 | 1575 | 1575 |

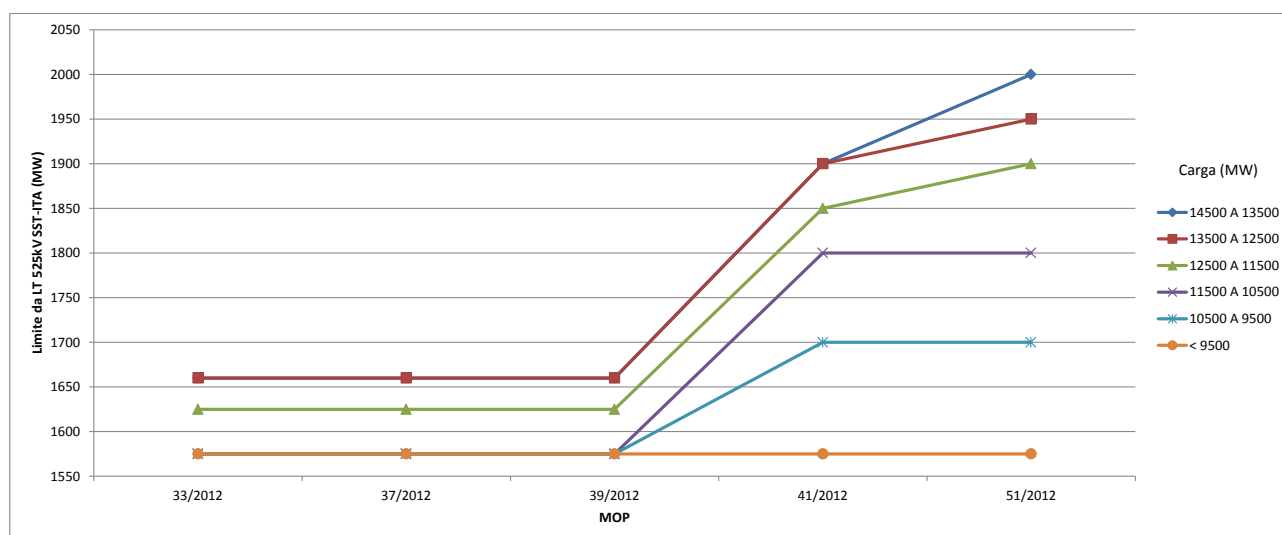


Figura 4.9 – Limites da LT 525kV SST-ITA

Percentualmente, os aumentos obtidos foram os da Tabela 4.13.

Tabela 4.13 – Aumentos de limite da LT 525kV SST-ITA

| RSUL (MW) | Carga da região Sul (MW) | Aumento percentual no limite da LT 525kV SST-ITA (MW) | | | |
|----------------|-----------------------------|---|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| | | MOP 33/2012 → MOP 37/2012 | MOP 37/2012 → MOP 39/2012 | MOP 39/2012 → MOP 41/2012 | MOP 41/2012 → MOP 51/2012 |
| 4001 a 5000 | 14500 a 13500 | 0,0% | 0,0% | 14,5% | 5,3% |
| | 13500 a 12500 | 0,0% | 0,0% | 14,5% | 2,6% |
| | 12500 a 11500 | 0,0% | 0,0% | 13,8% | 2,7% |
| | 11500 a 10500 | 0,0% | 0,0% | 14,3% | 0,0% |
| | 10500 a 9500 | 0,0% | 0,0% | 7,9% | 0,0% |
| | < 9500 | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |

Para a segunda faixa de RSUL, que compreendia os valores entre 5001 MW a 5500 MW houve aumento de limite da LT 525kV SST-ITA na implementação da MOP 37/2012, que foi causado pelo aumento da geração mínima de Itaipu 60Hz, e também na implementação do SEP (MOPs 41/2012 e 51/2012). Esses limites são mostrados na Tabela 4.14, e graficamente na Figura 4.10.

Tabela 4.14 – Limites da LT 525kV SST-ITA

| RSUL (MW) | Carga da região Sul (MW) | Limite da LT 525kV SST-ITA (MW) | | | | |
|----------------|-----------------------------|---------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | MOP 33/2012 | MOP 37/2012 | MOP 39/2012 | MOP 41/2012 | MOP 51/2012 |
| 5001 a 5500 | 14500 a 13500 | 1650 | 1750 | 1750 | 1900 | 2000 |
| | 13500 a 12500 | 1600 | 1750 | 1750 | 1900 | 1950 |
| | 12500 a 11500 | 1550 | 1700 | 1700 | 1850 | 1900 |
| | 11500 a 10500 | 1500 | 1700 | 1700 | 1800 | 1800 |
| | 10500 a 9500 | 1500 | 1650 | 1650 | 1700 | 1700 |
| | < 9500 | 1500 | 1650 | 1650 | 1650 | 1650 |

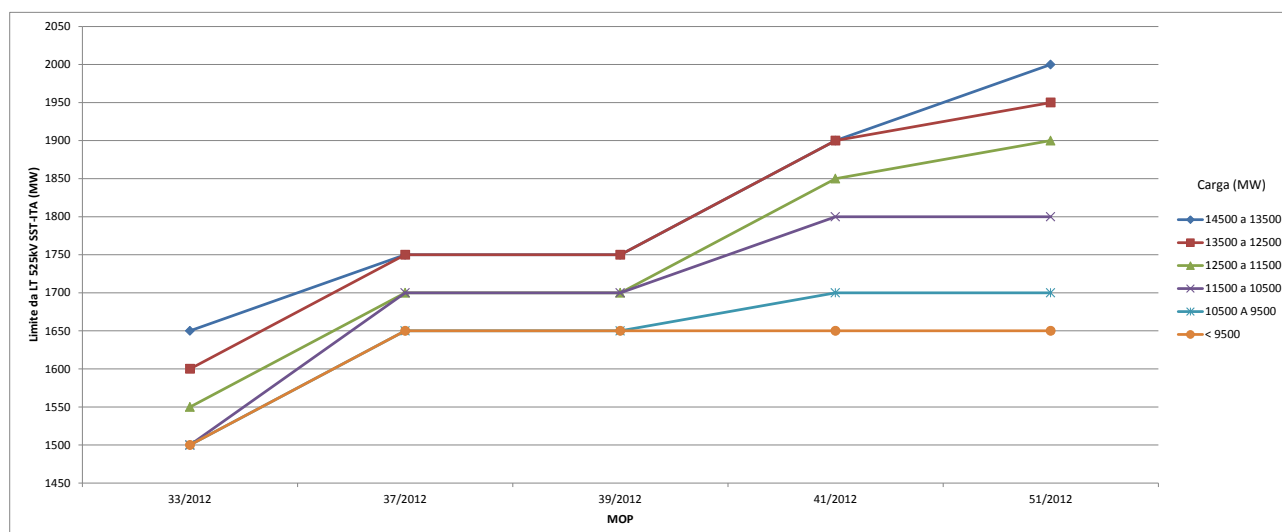


Figura 4.10 – Limites da LT 525kV SST-ITA

Percentualmente, esses aumentos foram os mostrados na Tabela 4.15.

Tabela 4.15 – Aumentos de limite da LT 525kV SST-ITA

| RSUL (MW) | Carga da região Sul (MW) | Aumento percentual no limite da LT 525kV SST-ITA (MW) | | | |
|----------------|-----------------------------|---|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| | | MOP 33/2012 → MOP 37/2012 | MOP 37/2012 → MOP 39/2012 | MOP 39/2012 → MOP 41/2012 | MOP 41/2012 → MOP 51/2012 |
| 5001 a 5500 | 14500 a 13500 | 6,1% | 0,0% | 8,6% | 5,3% |
| | 13500 a 12500 | 9,4% | 0,0% | 8,6% | 2,6% |
| | 12500 a 11500 | 9,7% | 0,0% | 8,8% | 2,7% |
| | 11500 a 10500 | 13,3% | 0,0% | 5,9% | 0,0% |
| | 10500 a 9500 | 10,0% | 0,0% | 3,0% | 0,0% |
| | < 9500 | 10,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |

Para a próxima faixa de RSUL, que engloba os valores de 5501 MW a 6000 MW, houve aumento de limite da LT 525kV SST-ITA na introdução da MOP 39/2012, causado pelo aumento

da geração mínima de Itaipu 60Hz, e também na implementação do SEP (MOPs 41/2012 e 51/2012). Esses valores de limite são os mostrados na Tabela 4.16, e graficamente na Figura 4.11.

Tabela 4.16 – Limites da LT 525kV SST-ITA

| RSUL (MW) | Carga da região Sul (MW) | Limite da LT 525kV SST-ITA (MW) | | | | |
|----------------|-----------------------------|---------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | MOP 33/2012 | MOP 37/2012 | MOP 39/2012 | MOP 41/2012 | MOP 51/2012 |
| 5501 a 6000 | 14500 a 13500 | 1650 | 1650 | 1750 | 1900 | 2000 |
| | 13500 a 12500 | 1550 | 1550 | 1700 | 1900 | 1950 |
| | 12500 a 11500 | 1460 | 1460 | 1650 | 1850 | 1900 |
| | 11500 a 10500 | 1360 | 1360 | 1650 | 1800 | 1800 |
| | 10500 a 9500 | 1360 | 1360 | 1600 | 1700 | 1700 |
| | < 9500 | 1360 | 1360 | 1550 | 1550 | 1550 |

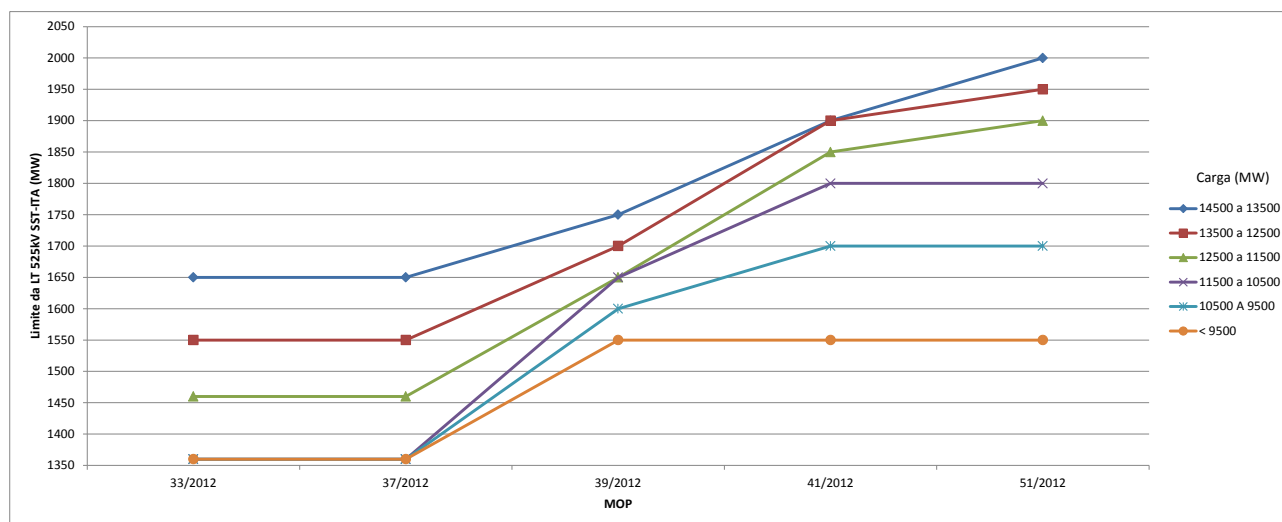


Figura 4.11 – Limites da LT 525kV SST-ITA

Percentualmente, esses aumentos foram os mostrados na Tabela 4.17.

Tabela 4.17 – Aumentos de limite da LT 525kV SST-ITA

| RSUL (MW) | Carga da região Sul (MW) | Aumento percentual no limite da LT 525kV SST-ITA (MW) | | | |
|----------------|-----------------------------|---|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| | | MOP 33/2012 → MOP 37/2012 | MOP 37/2012 → MOP 39/2012 | MOP 39/2012 → MOP 41/2012 | MOP 41/2012 → MOP 51/2012 |
| 5501 a 6000 | 14500 a 13500 | 0,0% | 6,1% | 8,6% | 5,3% |
| | 13500 a 12500 | 0,0% | 9,7% | 11,8% | 2,6% |
| | 12500 a 11500 | 0,0% | 13,0% | 12,1% | 2,7% |
| | 11500 a 10500 | 0,0% | 21,3% | 9,1% | 0,0% |
| | 10500 a 9500 | 0,0% | 17,6% | 6,3% | 0,0% |
| | < 9500 | 0,0% | 14,0% | 0,0% | 0,0% |

Para a faixa seguinte de valores de RSUL, que vai de 6001 MW a 6500 MW, houve ganho apenas a partir da implementação do SEP (MOPs 41/2012 e 51/2012). Esses valores de limite da LT 525kV SST-ITA são mostrados na Tabela 4.18, e graficamente na Figura 4.12.

Tabela 4.18 – Limites da LT 525kV SST-ITA

| RSUL (MW) | Carga da região Sul (MW) | Limite da LT 525kV SST-ITA (MW) | | | | |
|----------------|-----------------------------|---------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | MOP 33/2012 | MOP 37/2012 | MOP 39/2012 | MOP 41/2012 | MOP 51/2012 |
| 6001 a 6500 | 14500 a 13500 | 1550 | 1550 | 1550 | 1900 | 2000 |
| | 13500 a 12500 | 1450 | 1450 | 1450 | 1900 | 1950 |
| | 12500 a 11500 | 1435 | 1435 | 1435 | 1850 | 1900 |
| | 11500 a 10500 | 1350 | 1350 | 1350 | 1800 | 1800 |
| | 10500 a 9500 | 1350 | 1350 | 1350 | 1700 | 1700 |
| | < 9500 | 1350 | 1350 | 1350 | 1350 | 1350 |

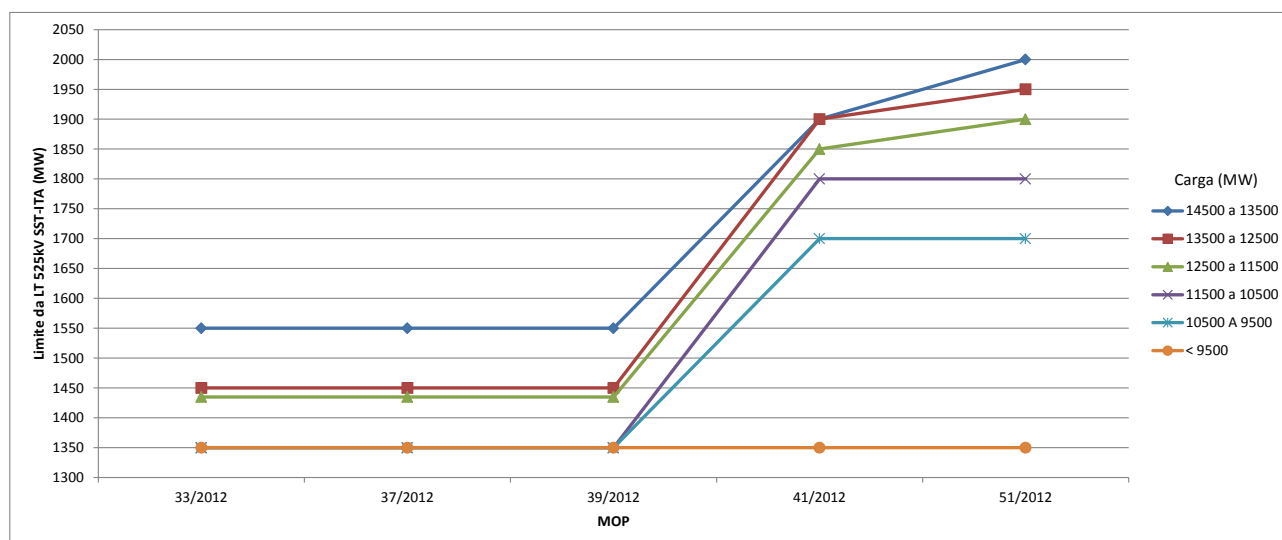


Figura 4.12 – Limites da LT 525kV SST-ITA

Percentualmente, esses aumentos de limite foram os mostrados na Tabela 4.19.

Tabela 4.19 – Aumentos de limite da LT 525kV SST-ITA

| RSUL (MW) | Carga da região Sul (MW) | Aumento percentual no limite da LT 525kV SST-ITA (MW) | | | |
|----------------|-----------------------------|---|------------------|------------------|------------------|
| | | MOP 33/2012 | MOP 37/2012 | MOP 39/2012 | MOP 41/2012 |
| | | → MOP 37/2012 | → MOP 39/2012 | → MOP 41/2012 | → MOP 51/2012 |
| 6001 a 6500 | 14500 a 13500 | 0,0% | 0,0% | 22,6% | 5,3% |
| | 13500 a 12500 | 0,0% | 0,0% | 31,0% | 2,6% |
| | 12500 a 11500 | 0,0% | 0,0% | 28,9% | 2,7% |
| | 11500 a 10500 | 0,0% | 0,0% | 33,3% | 0,0% |
| | 10500 a 9500 | 0,0% | 0,0% | 25,9% | 0,0% |
| | < 9500 | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |

Para a última faixa de RSUL, que vai de 6501 MW a 7000 MW, houve ganho no limite da LT 525kV SST-ITA a partir do momento que foi permitido a exportação de energia pela conversora de

Garabi II juntamente com a nova lógica 3 do ECE-RS. Esses valores de limite são mostrados na Tabela 4.20, e graficamente na Figura 4.13.

Tabela 4.20 – Limites da LT 525kV SST-ITA

| RSUL (MW) | Carga da região Sul (MW) | Limite da LT 525kV SST-ITA (MW) | | | | |
|----------------|-----------------------------|---------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | MOP 33/2012 | MOP 37/2012 | MOP 39/2012 | MOP 41/2012 | MOP 51/2012 |
| 6501 a 7000 | 14500 a 13500 | 1550 | 1550 | 1550 | 1550 | 1950 |
| | 13500 a 12500 | 1450 | 1450 | 1450 | 1450 | 1900 |
| | 12500 a 11500 | 1435 | 1435 | 1435 | 1435 | 1850 |
| | 11500 a 10500 | 1350 | 1350 | 1350 | 1350 | 1750 |
| | 10500 a 9500 | 1350 | 1350 | 1350 | 1350 | 1600 |
| | < 9500 | 1350 | 1350 | 1350 | 1350 | 1350 |

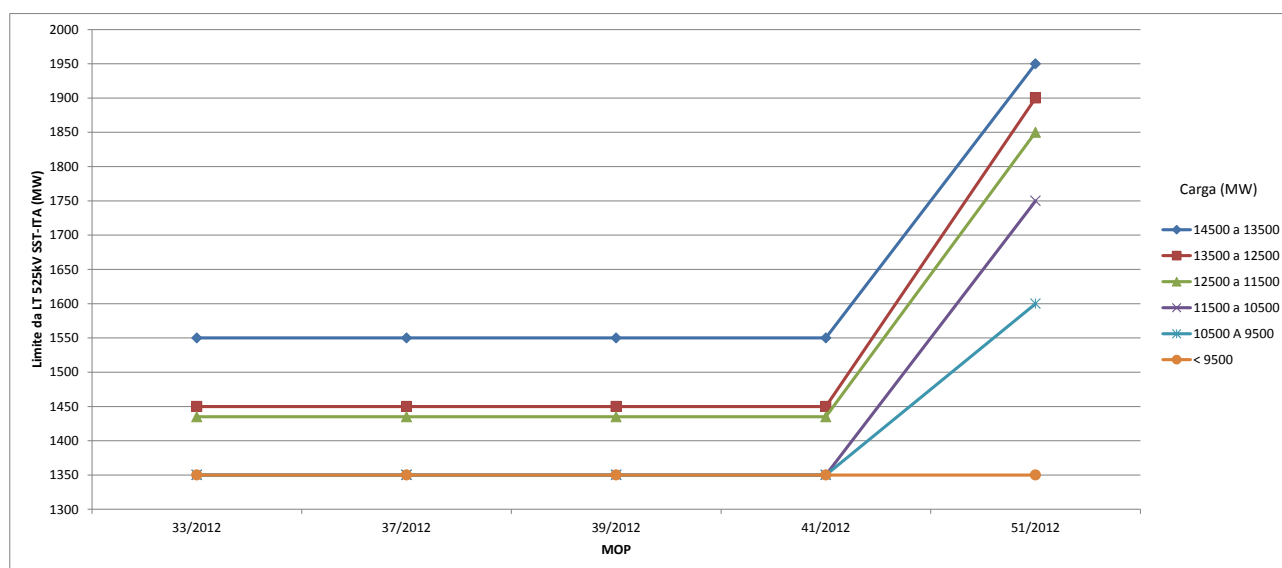


Figura 4.13 – Limites da LT 525kV SST-ITA

Percentualmente, esses aumentos de limite foram os mostrados na Tabela 4.21.

Tabela 4.21 – Aumentos de limite da LT 525kV SST-ITA

| RSUL (MW) | Carga da região Sul (MW) | Aumento percentual no limite da LT 525kV SST-ITA (MW) | | | |
|----------------|-----------------------------|---|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| | | MOP 33/2012 → MOP 37/2012 | MOP 37/2012 → MOP 39/2012 | MOP 39/2012 → MOP 41/2012 | MOP 41/2012 → MOP 51/2012 |
| 6501 a 7000 | 14500 a 13500 | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 25,8% |
| | 13500 a 12500 | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 31,0% |
| | 12500 a 11500 | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 28,9% |
| | 11500 a 10500 | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 29,6% |
| | 10500 a 9500 | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 18,5% |
| | < 9500 | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |

No capítulo seguinte serão feitas simulações dinâmicas para avaliar tais limites.

5 Simulações

Para avaliar os limites do RSUL expostos na Seção 4.4, serão simulados curto-circuitos fase-terra em linhas de transmissão importantes para a interligação Sul-Sudeste, seguidos dos seus desligamentos.

Para tal, será utilizado o programa Anatem, desenvolvido pelo Cepel, que realiza simulações dinâmicas para estudos de estabilidade transitória. Como arquivo de entrada, com as informações do ponto de operação do sistema a ser simulado, serão utilizados arquivos gerados pelo programa Anarede, também desenvolvido pelo Cepel, que resolve o fluxo de potência em regime permanente.

Para simular um curto-circuito em uma linha de transmissão utilizando o programa Anatem, o mesmo deve ser aplicado ao barramento de uma das subestações de onde parte a linha.

O programa Anatem emprega modelagem de sequência positiva do sistema. Assim, para simular um defeito monofásico, utiliza-se o artifício de incluir uma impedância de defeito cujo valor seja a soma das impedâncias de Thévenin de sequência negativa e zero vistas da barra sob falta. Na ausência de valores precisos de tais impedâncias, uma estimativa das mesmas pode ser obtida utilizando o procedimento descrito em [27].

Para avaliar o desempenho dinâmico do sistema, são utilizados os critérios de segurança dinâmica descritos no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede [5] vigente, que são:

- I. A tensão mínima pós-distúrbio, na primeira oscilação, não pode ser inferior a 0.6 pu (0.63 pu para o nível de 500 kV). E nas demais oscilações, deve ser superior a 0.8 pu (0.84 pu para o nível de 500 kV);
- II. A máxima variação de tensão admitida entre o instante final e inicial da simulação deve ser de 0.1 pu;
- III. A amplitude máxima de oscilações de tensão eficaz pico a pico deve ser de 0.02 pu, dez segundos após a eliminação do distúrbio.

5.1 Perda da LT 525 kV Salto Santiago – Itá

5.1.1 Período de 04/04/2012 à 25/04/2012

Durante este período vigoraram as MOPs CNOS 33/2012, CNOS 37/2012 e CNOS 39/2012, portanto, serão simuladas situações de curto circuito na barra de 525 kV da SE Itá seguido do desligamento da LT 525kV SST-ITA que considerem seus limites. Cabe ressaltar que durante esta época ainda não existia o SEP associado ao desligamento desta linha.

Para a primeira simulação foi utilizado um caso base que corresponde ao patamar de carga leve do mês de abril de 2012. A Tabela 5.1 mostra algumas grandezas notáveis do ponto de operação analisado.

Tabela 5.1 – Ponto de operação da simulação 1

| RSUL (MW) | Carga da Região Sul (MW) | Nº de UGs sincronizadas por grupo | | | | Fluxo na LT 525kV SST-ITA (MW) | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) |
|--------------|-----------------------------|--------------------------------------|---|---|---|-----------------------------------|---------------------------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | | |
| 4771 | 7612 | 8 | 4 | 2 | 2 | 1188 | 5600 |

Dados os valores de RSUL e de carga da Região Sul apresentados na Tabela 5.1, pode-se observar que, conforme a Tabela 4.4, foram respeitados o número mínimo de UGs sincronizadas por grupo e a geração mínima de Itaipu 60 Hz. Com isso, o limite da LT 525kV SST-ITA é de 1575 MW. Como nesse caso o seu valor é de 1188 MW, o mesmo encontra-se dentro da faixa permitida.

Para confirmar esta afirmativa, foi simulado um curto-circuito na barra de 525 kV da SE Itá seguido da abertura da LT 525 kV SST-ITA. A Figura 5.1 a seguir mostra a tensão na barra de 525 kV da SE Itá frente a esta contingência.

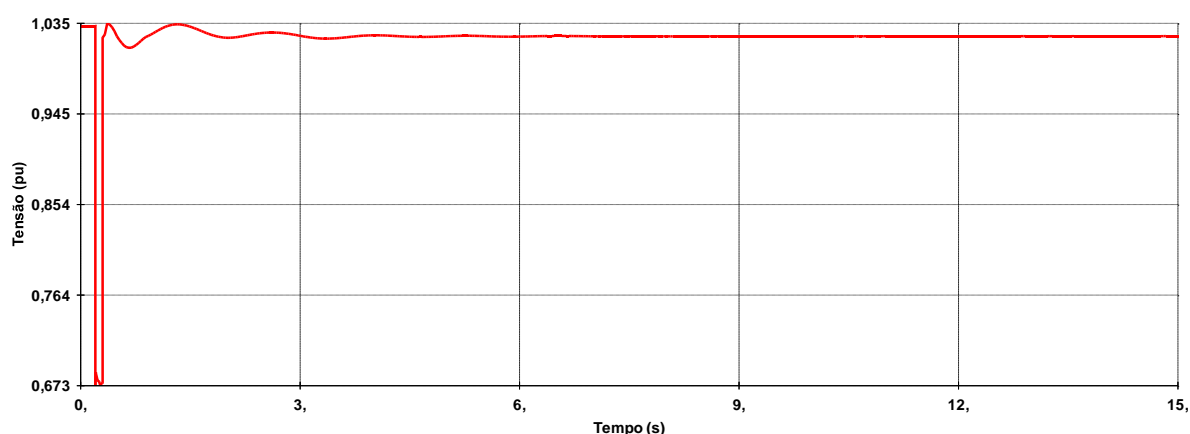


Figura 5.1 – Tensão em Itá 525 kV

O eixo vertical é o valor da tensão em pu, e o eixo horizontal o tempo em segundos. Por padrão, a perturbação (curto circuito) foi aplicada no tempo de 0,2 segundos, tempo no qual se pode ver a tensão decair. Em 0,3 segundos o curto circuito é eliminado e a LT 525 kV SST-ITA é desligada. Na primeira oscilação a tensão nesta barra foi a 0,673 pu, acima do mínimo permitido para este nível de tensão (0,63 pu), e nas demais oscilações este valor não foi inferior a 0,84 pu (mínimo permitido). Passados 6 segundos, praticamente não existiam mais oscilação no sistema. E a variação entre a tensão inicial e final, após 10 segundos da eliminação do distúrbio foi de apenas 0,002 pu, dentro da faixa permitida (menor que 0,1 pu).

Pode-se concluir então, que para este ponto de operação, esta contingência não viola nenhum dos critérios adotados.

Para a próxima simulação será utilizado um caso de carga média do mês de abril de 2012, no qual foram feitas algumas alterações (ajustes) de modo que ocorresse um aumento no fluxo da LT 525kV SST-ITA e se pudesse analisar os seus efeitos. Tais alterações foram: o aumento de 200 MW na geração de Itaipu 60 Hz, a redução de um total de 4900 MW na geração das usinas da região Sul e redução de um total de 2400 MW na carga da região Sul. Estas alterações estão mostradas na Tabela 5.2. Assim, algumas grandezas notáveis deste caso ficaram com os valores da Tabela 5.3.

Tabela 5.2 – Ajuste do caso da simulação 2

| Casos | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) | Geração das usinas da Região Sul (MW) | Carga da Região Sul (MW) |
|-----------------------------|------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| Caso original (carga média) | 5800 | 10392 | 13544 |
| Caso ajustado | 6000 | 5505 | 11123 |

Tabela 5.3 – Ponto de operação da simulação 2

| RSUL (MW) | Carga da Região Sul (MW) | Nº de UGs sincronizadas por grupo | | | | Fluxo na LT 525kV SST-ITA (MW) | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) |
|-----------|--------------------------|-----------------------------------|---|---|---|--------------------------------|------------------------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | | |
| 5970 | 11123 | 12 | 5 | 2 | 2 | 1662 | 6000 |

Para este ponto de operação, de acordo com a Tabela 4.6, o limite da LT 525kV SST-ITA é de 1650 MW. Assim, a LT 525kV SST-ITA encontra-se fora da faixa permitida de operação. Para ilustrar este caso, a Figura 5.2 mostra a tensão na barra de 230 kV da SE Pato Branco após esta perturbação.

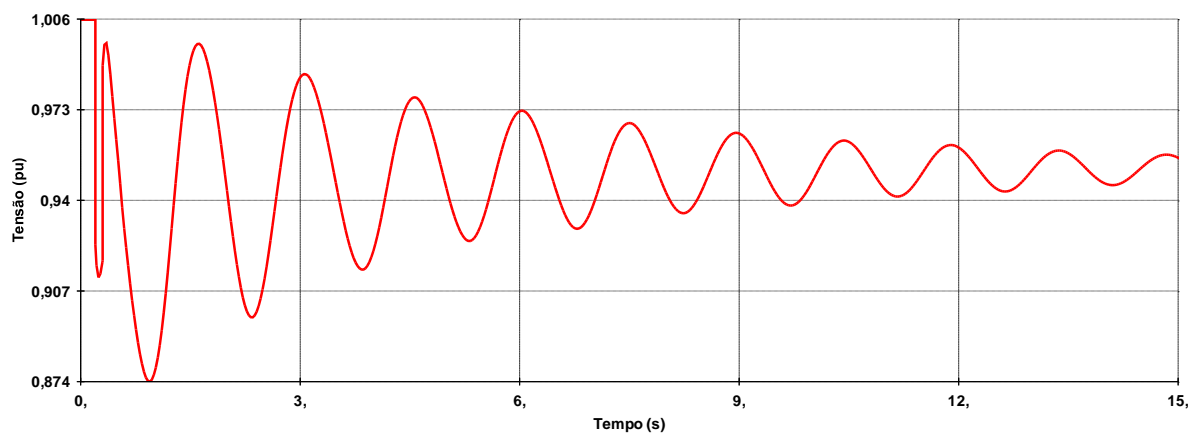


Figura 5.2 – Tensão em Pato Branco 230 kV

Ao analisar esta simulação, é possível perceber que, para este ponto de operação, a perda desta linha viola o terceiro critério definido nos Procedimentos de Rede para simulações de transitórios eletromecânicos.

Passados 10 segundos após a perturbação, a tensão pico a pico nesta SE ainda possui oscilação superior a 2% (ou 0,02 pu), variando de 0,9619 pu em 10,42 segundos a 0,9415 pu em 11,15 segundos. Ou seja, uma variação de 0,0204 pu, o que não é permitido.

Para demonstrar mais uma vez o problema quanto ao amortecimento da região Sul, a simulação seguinte terá como grandezas importantes do seu ponto de operação os valores da Tabela 5.5, que foi obtido originalmente do caso de carga leve do mês de abril de 2012, aumentando-se a geração de Itaipu 60Hz em 700 MW, aumentando-se em 2000 MW a geração das usinas da região Sul e aumentando-se em 2400 MW a carga da região Sul. Estas alterações estão mostradas na Tabela 5.4. Com isso, algumas grandezas notáveis deste caso ficaram com os valores da Tabela 5.5.

Tabela 5.4 – Ajuste do caso da simulação 3

| Casos | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) | Geração das usinas da Região Sul (MW) | Carga da Região Sul (MW) |
|----------------------------|------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| Caso original (carga leve) | 5600 | 2846 | 7612 |
| Caso ajustado | 6300 | 4792 | 9972 |

Tabela 5.5 – Ponto de operação da simulação 3

| RSUL (MW) | Carga da Região Sul (MW) | Nº de UGs sincronizadas por grupo | | | | Fluxo na LT 525kV SST-ITA (MW) | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) |
|-----------|--------------------------|-----------------------------------|---|---|---|--------------------------------|------------------------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | | |
| 5733 | 9972 | 9 | 8 | 4 | 3 | 1834 | 6300 |

Com este ponto de operação o limite da LT 525kV SST-ITA é de 1600 MW, segundo a Tabela 4.6. Assim, encontra-se maior que seu valor permitido.

Para ilustrar esta situação, segue a Figura 5.3, que mostra a tensão na barra de 525 kV da SE Itá, após a aplicação do curto-circuito e da perda da LT 525kV SST-ITA.

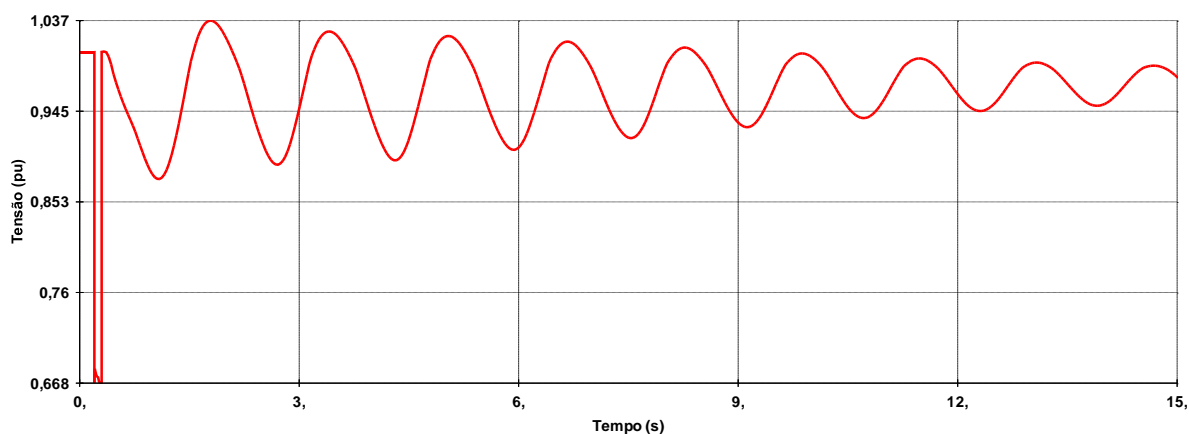


Figura 5.3 – Tensão em Itá 525 kV

Pode-se notar que novamente existe uma considerável oscilação após 10 segundos da eliminação da perturbação. A tensão varia de 0,9376 pu em 10,69 segundos à 0,9982 pu em 11,45 segundos. Ou seja, uma variação de 0,0606 pu, o que não é permitido.

Para valores ainda maiores de fluxo na LT 525kV SST-ITA, o sistema da região Sul poderia inclusive perder a estabilidade. Para mostrar este fato, o próximo caso, que foi obtido originalmente do caso de carga média do mês de abril de 2012, com um aumento de 500 MW na geração de Itaipu 60Hz, uma redução de 4200 MW na geração das usinas da região Sul e uma redução de 2400 MW na carga da região Sul, em que estas alterações estão mostradas na Tabela 5.6, tem como grandezas notáveis do seu ponto de operação, os valores da Tabela 5.7.

Tabela 5.6 – Ajuste do caso da simulação 4

| Casos | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) | Geração das usinas da Região Sul (MW) | Carga da Região Sul (MW) |
|-----------------------------|------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| Caso original (carga média) | 5800 | 10392 | 13544 |
| Caso ajustado | 6300 | 6185 | 11123 |

Tabela 5.7 – Ponto de operação da simulação 4

| RSUL (MW) | Carga da Região Sul (MW) | Nº de UGs sincronizadas por grupo | | | | Fluxo na LT 525kV SST-ITA (MW) | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) |
|-----------|--------------------------|-----------------------------------|---|---|---|--------------------------------|------------------------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | | |
| 5590 | 11123 | 11 | 3 | 2 | 2 | 1908 | 6300 |

Para este ponto de operação, o limite da LT 525kV SST-ITA era de 1650 MW, como mostra a Tabela 4.6. Portanto, encontrava-se 258 MW além do seu valor máximo permitido. Para ilustrar esta situação, a Figura 5.4 mostra a tensão na barra de 230 kV da SE Areia diante desta contingência.

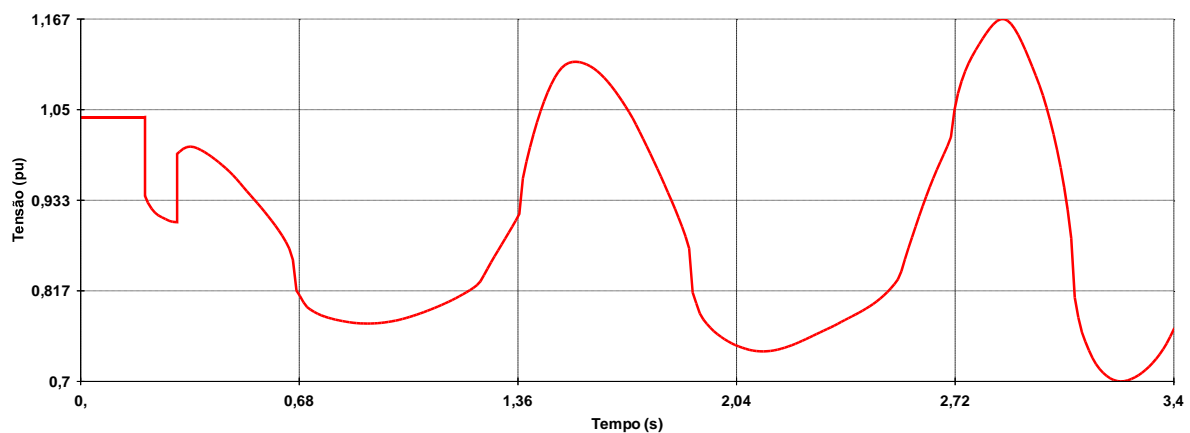


Figura 5.4 – Tensão em Areia 230 kV

Para ilustrar melhor a perda de estabilidade da região Sul em relação ao resto do SIN, a Figura 5.5 mostra o comportamento do ângulo do rotor de quatro UGs do SIN, medidas com relação ao ângulo da UHE Ilha Solteira: duas da região Sul e duas da região Sudeste.

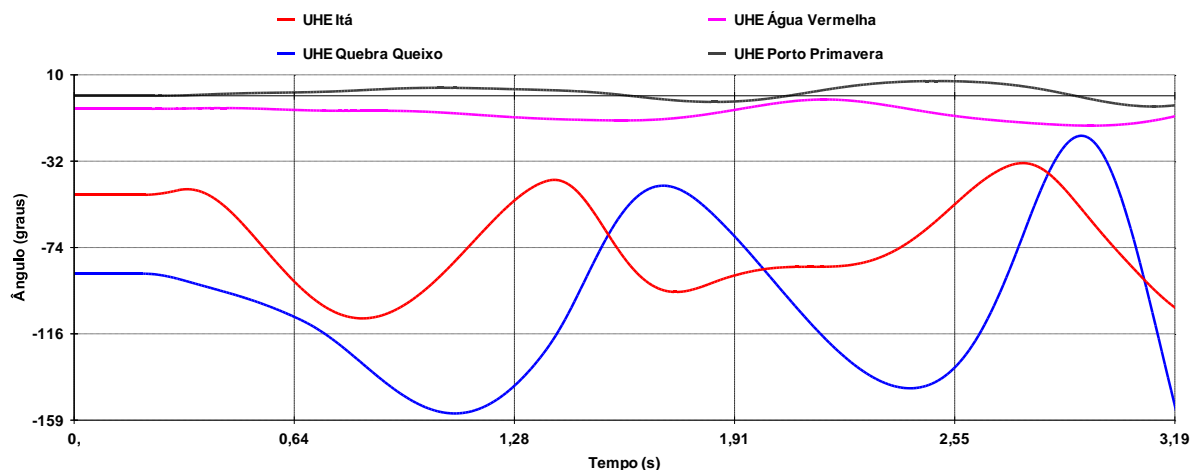


Figura 5.5 – Ângulo das UGs das regiões Sul x Sudeste

Pode-se observar claramente que as máquinas do Sudeste (UHE Água Vermelha e UHE Porto Primavera) tem uma pequena variação angular (aproximadamente 10° de oscilação pico a pico). Por outro lado, as máquinas do Sul (UHE Itá e UHE Quebra queixo) tem uma oscilação muito maior (aproximadamente 80° pico a pico).

5.1.2 Período de 26/04/2012 à 15/05/2012

Durante este período vigorou a MOP CNOS 41/2012, na qual foi introduzida a Lógica 3 do ECE-RS, o que permitia limites maiores à LT 525kV SST-ITA. Assim, as simulações a seguir irão considerar situações em que este esquema estava ativado.

Para a próxima simulação será considerado o mesmo caso base da simulação 2. A Tabela 5.8 mostra novamente grandezas importantes associadas a este ponto de operação.

Tabela 5.8 – Ponto de operação da simulação 5

| RSUL (MW) | Carga da Região Sul (MW) | Nº de UGs sincronizadas por grupo | | | | Fluxo na LT 525kV SST-ITA (MW) | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) |
|--------------|-----------------------------|--------------------------------------|---|---|---|-----------------------------------|---------------------------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | | |
| 5970 | 11123 | 12 | 5 | 2 | 2 | 1662 | 6000 |

Com os novos valores impostos pela Tabela 4.10, o limite da LT 525kV SST-ITA é de 1800 MW. Assim, o fluxo nesta linha (1662 MW) está abaixo do seu limite.

Para demonstrar este fato, foi simulado um curto-circuito (em 0,2 segundos), seguido da abertura desta linha (em 0,3 segundos), e em seguida o corte de carga previsto pela atuação do SEP (em 0,55 segundos). A Figura 5.6 a seguir mostra a tensão na barra de 230 kV da SE Pato Branco após a perturbação, seguido da aplicação do SEP.

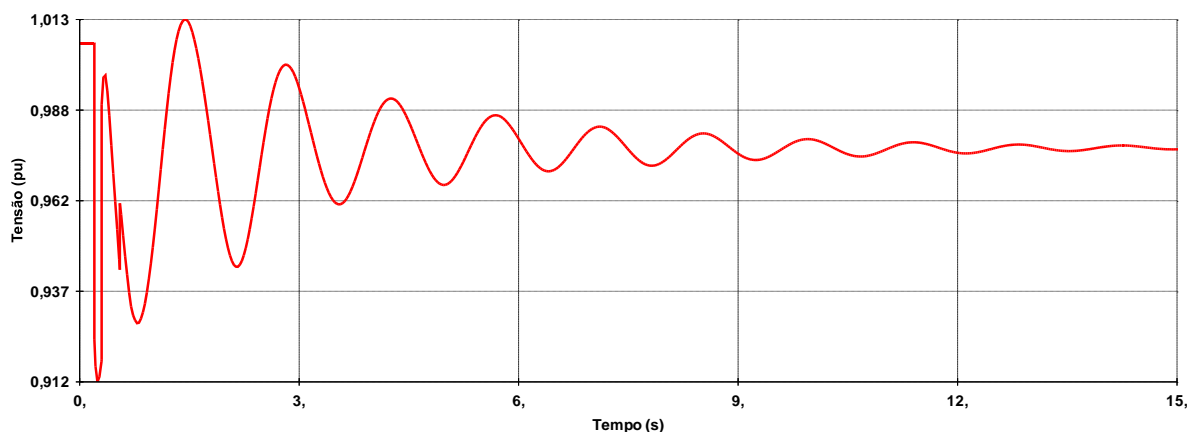


Figura 5.6 – Tensão em Pato Branco 230 kV

Pode-se notar que, com a atuação desta Lógica, o sistema Sul fica menos oscilatório, com a tensão da SE Pato Branco variando de 0,9747 pu em 10,67 segundos a 0,9787 pu em 11,39 segundos. Ou seja, uma variação de 0,004 pu, abaixo dos 0,0204 pu que acontecia sem a aplicação do SEP.

A fim de comparação visual, a Figura 5.7 mostra as curvas da tensão em Pato Branco 230 kV após a perda da linha com o corte de carga proposto pelo SEP (vermelho) e sem o corte de carga (azul).

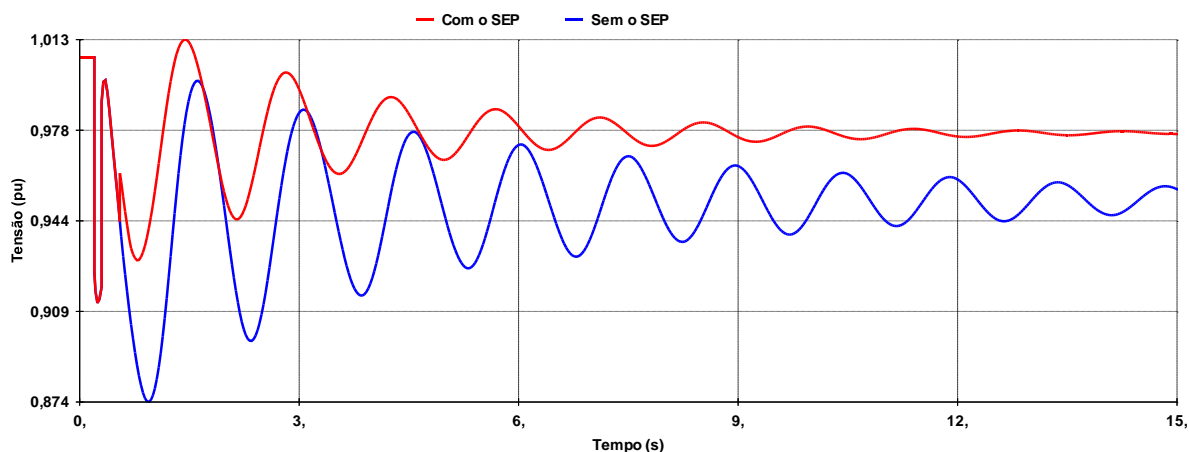


Figura 5.7 – Tensão em Pato Branco 230 kV

Quanto à variação angular das máquinas da região Sul, a Figura 5.8 mostra esta variável para as UGs da UHE Itá, com referência na UHE Ilha Solteira. Pode-se observar o aumento do amortecimento do sistema com a aplicação do SEP.

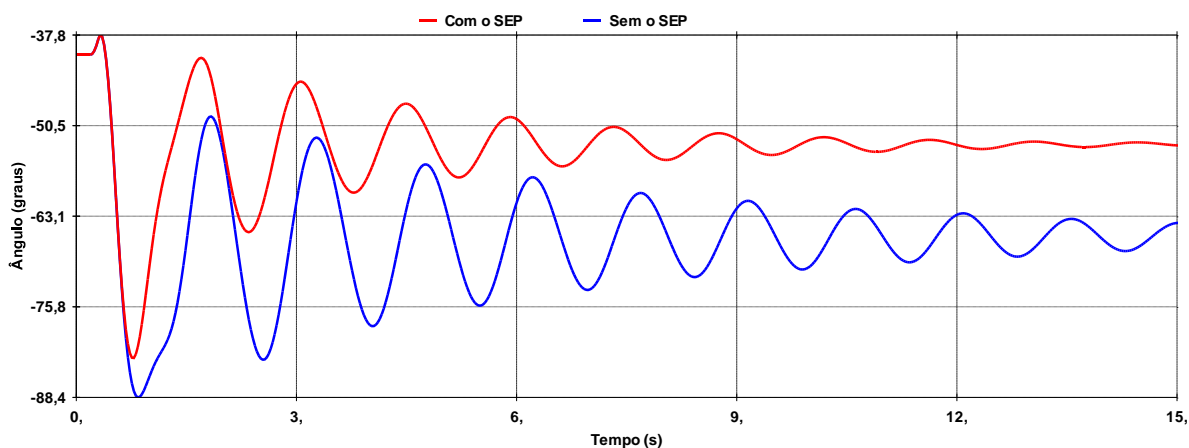


Figura 5.8 – Ângulo da UHE Itá

Para a próxima simulação será utilizado o caso de carga leve do mês de abril de 2012 com uma redução de 100 MW na geração de Itaipu 60Hz, um aumento de 50 MW na geração das usinas

da região Sul e uma redução de 30 MW na carga da região Sul. Estas alterações estão mostradas na Tabela 5.9. Este ponto de operação tem como grandezas notáveis os seguintes valores da Tabela 5.10.

Tabela 5.9 – Ajuste do caso da simulação 6

| Casos | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) | Geração das usinas da Região Sul (MW) | Carga da Região Sul (MW) |
|----------------------------|------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| Caso original (carga leve) | 5600 | 2846 | 7612 |
| Caso ajustado | 5500 | 2902 | 7583 |

Tabela 5.10 – Ponto de operação da simulação 6

| RSUL (MW) | Carga da Região Sul (MW) | Nº de UGs sincronizadas por grupo | | | | Fluxo na LT 525kV SST-ITA (MW) | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) |
|-----------|--------------------------|-----------------------------------|---|---|---|--------------------------------|------------------------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | | |
| 5071 | 7583 | 7 | 7 | 4 | 3 | 1632 | 5500 |

Para este ponto de operação, se ocorrer o curto-circuito na barra de 525kV da SE Itá, seguido do desligamento da LT 525kV SST-ITA, e não for aplicado o corte de carga proposto pelo SEP, o sistema Sul ficaria muito oscilatório, com a tensão na SE Canoinhas, 230 kV, como mostra a Figura 5.9.

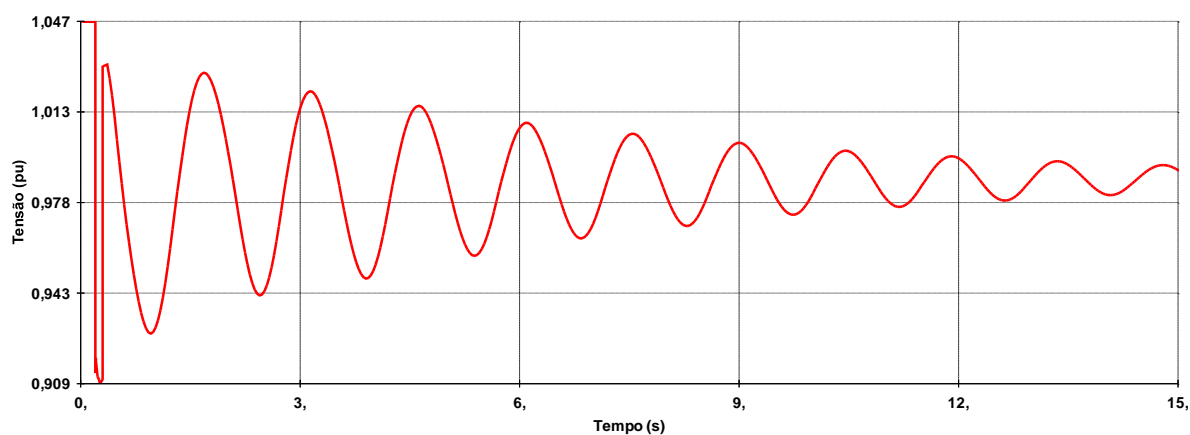


Figura 5.9 – Tensão em Canoinhas 230 kV

A tensão neste barramento varia de 0,9979 pu em 10,46 segundos a 0,9764 pu em 11,19 segundos, o que dá uma variação de 0,0215 pu, acima do permitido.

Se aplicarmos o corte de carga, esta mesma tensão terá a resposta da Figura 5.10 a seguir.

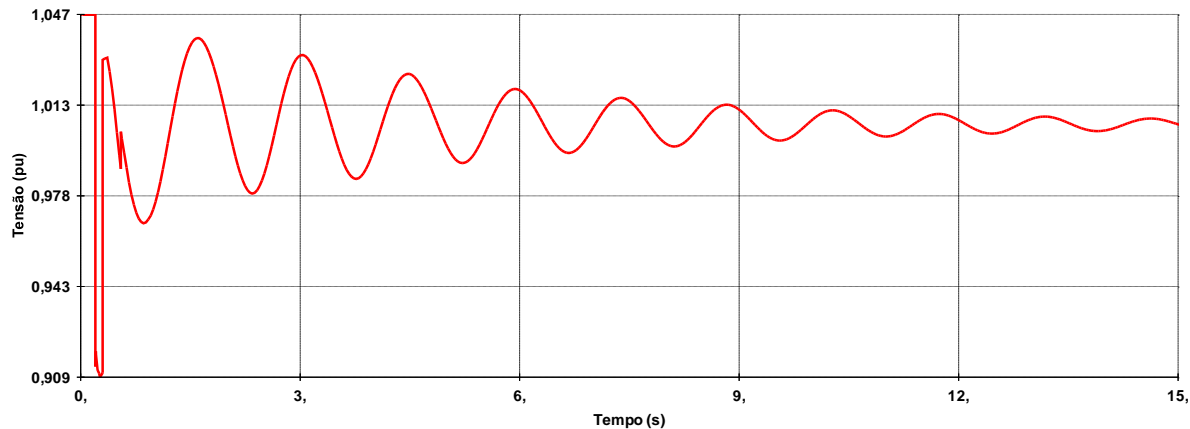


Figura 5.10 - Tensão em Canoinhas 230 kV

Assim, a tensão irá variar de 1,0007 pu em 10,99 segundos a 1,0094 pu em 11,72 segundos, ou seja, uma variação de 0,0087 pu, o que está dentro da oscilação permitida.

A fim de comparação, a Figura 5.11 mostra esta mesma tensão com o corte de carga (vermelho) e sem o corte de carga (azul).

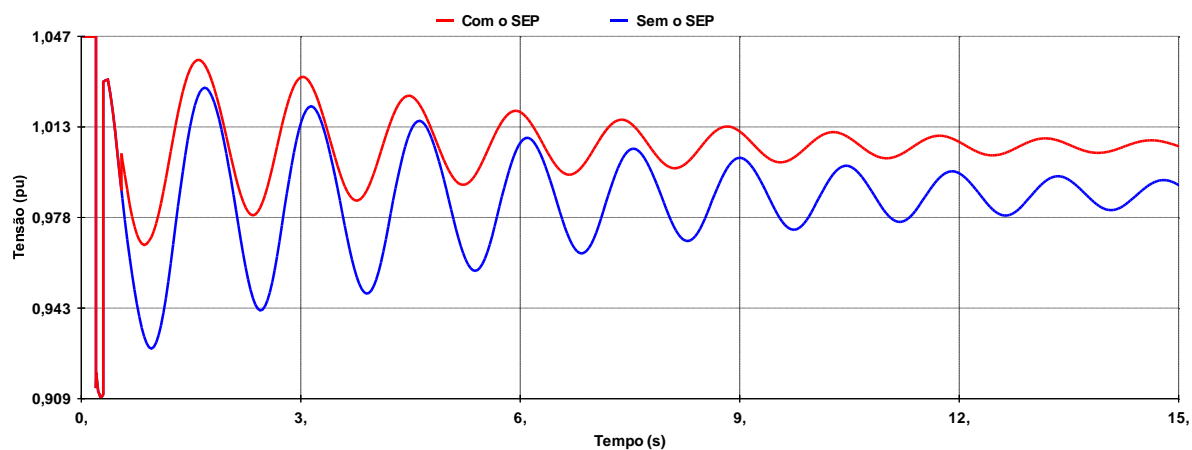


Figura 5.11 - Tensão em Canoinhas 230 kV

Pode-se observar o efeito positivo da redução da oscilação após a aplicação do SEP também pela variação angular das UGs da região Sul, conforme a Figura 5.12 (com referência à UHE Ilha Solteira).

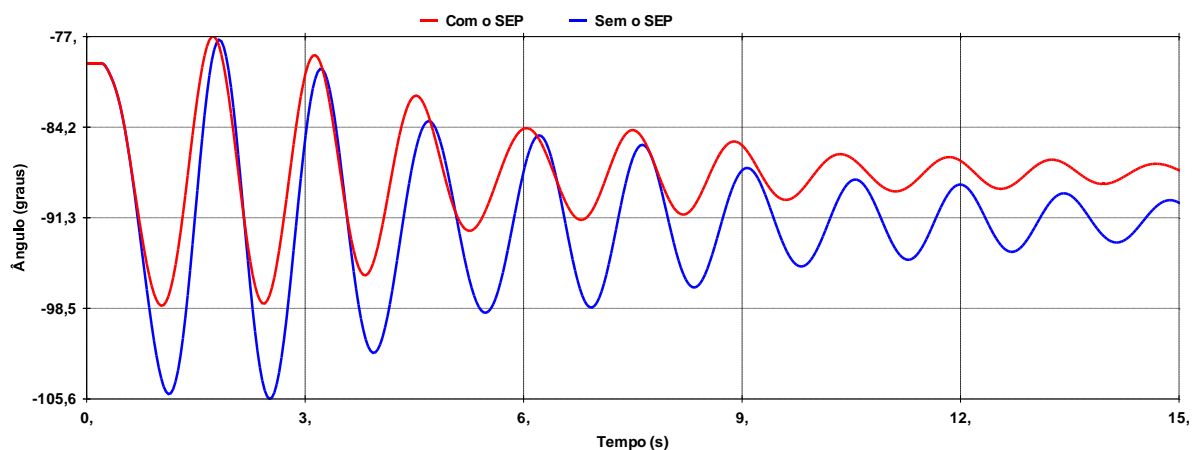


Figura 5.12 – Ângulo da UHE Foz do Chapecó

Para a próxima simulação será usado o mesmo caso da simulação 4, novamente reproduzido na Tabela 5.11.

Tabela 5.11 – Ponto de operação da simulação 7

| RSUL (MW) | Carga da Região Sul (MW) | Nº de UGs sincronizadas por grupo | | | | Fluxo na LT 525kV SST-ITA (MW) | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) |
|--------------|-----------------------------|--------------------------------------|---|---|---|-----------------------------------|---------------------------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | | |
| 5590 | 11123 | 11 | 3 | 2 | 2 | 1908 | 6300 |

Se considerarmos o corte de carga previsto pelo SEP, a tensão na barra de 525 kV de Salto Santiago praticamente não oscila, como mostra a Figura 5.13.

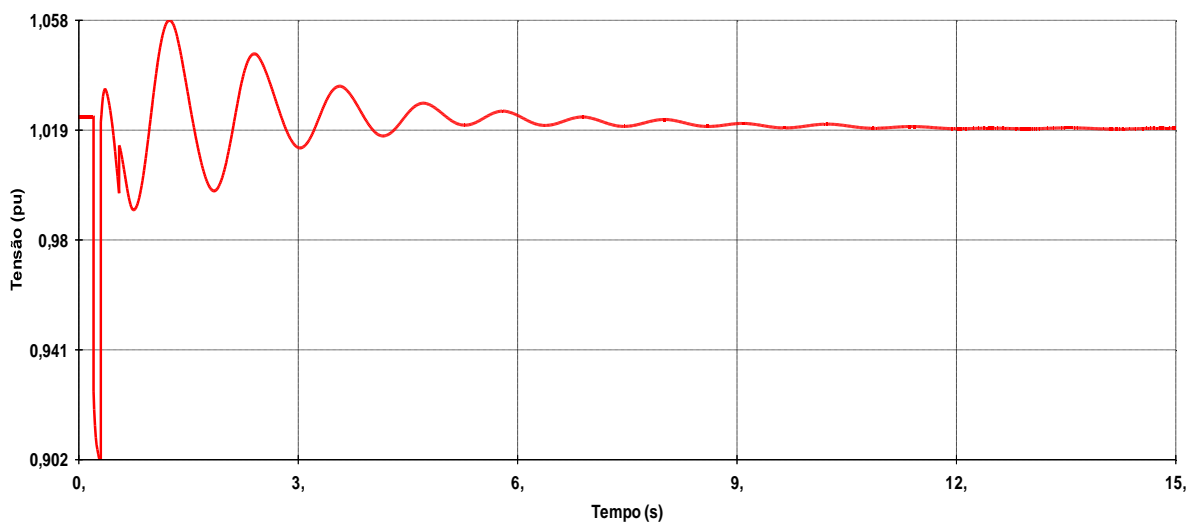


Figura 5.13 – Tensão em Salto Santiago 525 kV

A fim de comparação visual, a Figura 5.14 mostra o ganho obtido na estabilidade do sistema, mostrando como se comporta esta tensão após a perturbação considerando o corte de carga (vermelho) e sem o corte de carga (azul).

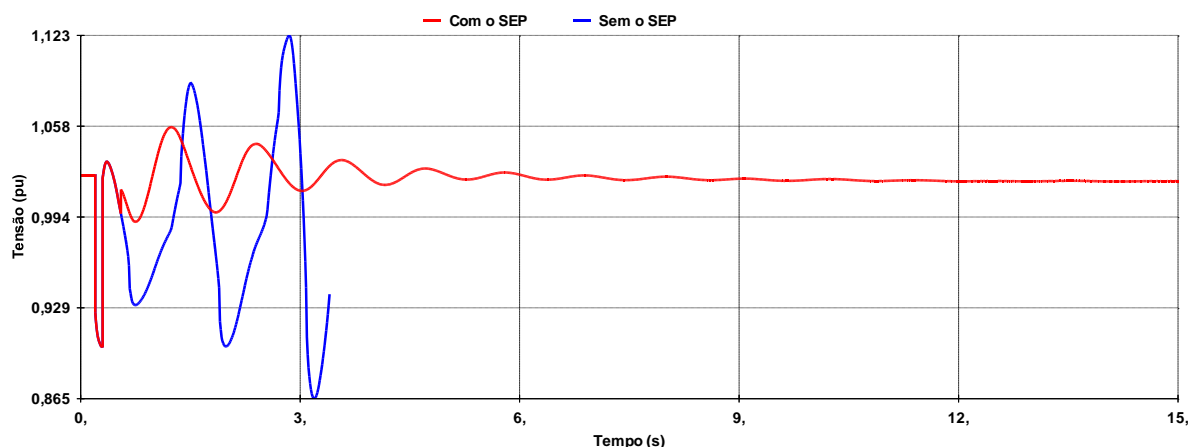


Figura 5.14 - Tensão em Salto Santiago 525 kV

5.1.3 Período de 16/05/2012 à 30/05/2012

Durante este período foi permitida a ativação da Lógica 3 do ECE-RS junto com a exportação de energia para a Argentina pela conversora de Garabi II. Contudo, isso só era permitido desde que o Esquema de Bloqueio desta conversora estivesse ativado. Vale lembrar que este esquema bloqueia a conversora quando ocorre o desligamento da LT 525kV SST-ITA.

Para a próxima simulação será considerado um caso em que o Esquema de Bloqueio desta conversora estava ativado, para analisar o seu efeito sobre a estabilidade do Sistema Sul.

Este caso é originário do patamar de carga média, mas com um aumento de 200 MW na geração de Itaipu 60Hz, uma redução de 2000 MW na geração das usinas da região Sul e um aumento de 200 MW na carga da região Sul. Estas alterações estão mostradas na Tabela 5.12. Este ponto de operação tem como grandezas importantes os valores da Tabela 5.13.

Tabela 5.12 – Ajuste do caso da simulação 8

| Casos | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) | Geração das usinas da Região Sul (MW) | Carga da Região Sul (MW) |
|-----------------------------|------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| Caso original (carga média) | 5800 | 10392 | 13544 |
| Caso ajustado | 6000 | 8442 | 13759 |

Tabela 5.13 – Ponto de operação da simulação 8

| RSUL (MW) | Carga da Região Sul (MW) | Nº de UGs sincronizadas por grupo | | | | Fluxo na LT 525kV SST-ITA (MW) | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) | Exportação por Garabi II (MW) |
|-----------|--------------------------|-----------------------------------|---|---|---|--------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | | | |
| 5508 | 13759 | 12 | 7 | 4 | 6 | 1998 | 6000 | 400 |

A Figura 5.15 mostra a tensão na SE São Mateus 230 kV após o curto-circuito e o desligamento da LT 525kV SST-ITA em duas situações: a primeira (em azul) é a saída da linha e aplicação do SEP sem o bloqueio da conversora Garabi II; já a segunda (em vermelho) é a saída da linha seguido da aplicação do SEP e do bloqueio da conversora.

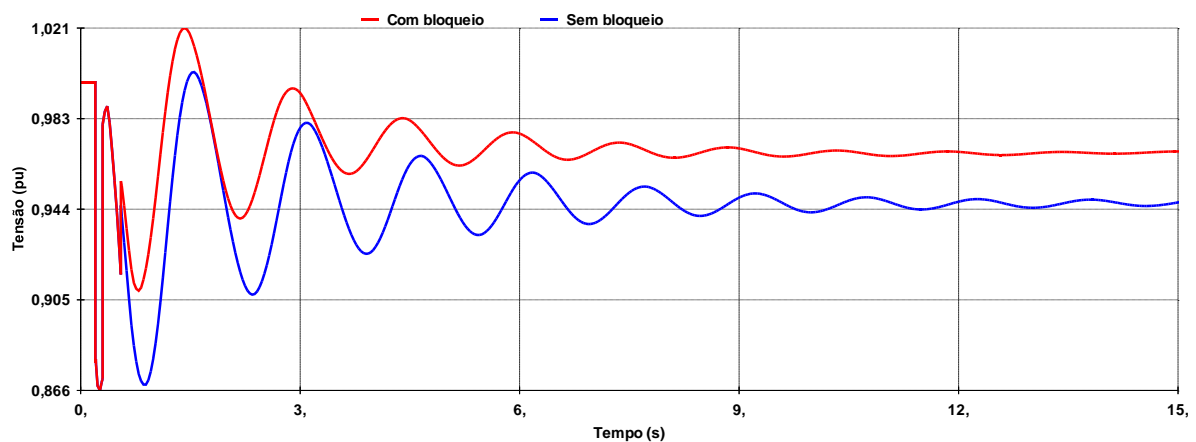


Figura 5.15 – Tensão em São Mateus 230 kV

É notório que o bloqueio da conversora ajuda a reduzir as oscilações do sistema Sul na saída da LT 525kV SST-ITA, podendo, então, serem praticados limites maiores de fluxo nessa linha quando este esquema estiver atuante.

5.1.4 Proposta de Medida Adicional

Como é possível observar, a medida implementada pelo SEP corta todos os quatro blocos de carga do ECE-RS (Tabela 4.7) independentemente do valor do fluxo da LT 525kV SST-ITA no momento do seu desligamento. Assim sendo, este trabalho traz uma proposta adicional, a fim de se otimizar a operação do sistema e cortar o menor montante de carga possível. Neste sentido, é proposta a criação de patamares de fluxo da LT 525kV SST-ITA para os quais determinados valores de carga serão cortados, conforme a Tabela 5.14.

Tabela 5.14 – Blocos de Carga Cortados pela Medida Adicional

| Fluxo na LT 525kV SST-ITA (MW) | Blocos de Carga cortados |
|--------------------------------|--------------------------|
| 1601 a 1700 | 7° |
| 1701 a 1800 | 1° |
| 1801 a 1900 | 1° e 10° |
| 1901 a 2000 | 1°, 7° e 10° |

Para este estudo, foram ajustados quatro casos (A, B, C e D) a partir do caso base do mês de abril de 2012, de modo que o fluxo na LT 525kV SST-ITA ficasse dentro dos patamares citados na Tabela 5.14 em cada um dos casos, respectivamente. A Tabela 5.15 mostrar o fluxo na LT 525kV em cada um dos casos utilizados no estudo, bem como a barra que foi utilizada como referência para simulação naquele caso.

Tabela 5.15 – Casos utilizados no estudo

| Caso | Fluxo na LT 525kV SST-ITA (MW) | Barra utilizada na simulação |
|------|--------------------------------|------------------------------|
| A | 1662 | SE Pato Branco 230kV |
| B | 1753 | SE Gralha Azul 230kV |
| C | 1834 | SE Joinville Norte 230kV |
| D | 1910 | SE Curitiba 230kV |

Assim, para cada um dos quatro casos (A, B, C e D), foram simuladas diversas combinações de corte dos quatro blocos de carga supracitados, e foi montada uma tabela com o valor da oscilação da tensão em alguma barra do sistema Sul. Para o caso A, foi utilizada como referência a barra de 230kV da SE Pato Branco, para o caso B, a barra de 230kV da SE Gralha Azul, para o caso C, a barra de 230kV de Joinville Norte, e para o caso D, a barra de 230kV de Curitiba. A Tabela 5.16 mostra os valores dessas oscilações de tensão em cada um dos casos simulados para cada corte de carga.

Tabela 5.16 – Tabela montada para estudo

| Caso | Blocos de carga cortados | | | | | | | | | |
|------|--------------------------|-------|-------|-------|-----|----------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------------|
| | Ø | 1° | 5° | 7° | 10° | 1° 7° | 1° 10° | 1° 7° 10° | 5° 7° 10° | 1° 5° 7° 10° |
| A | 2,04% | 1,39% | 1,28% | 1,73% | - | - | - | - | - | - |
| B | 2,31% | 1,72% | 1,62% | 1,97% | - | - | - | - | - | - |
| C | 8,14% | - | - | - | - | 3,21% | 1,62% | 1,47% | 1,50% | 1,34% |
| D | 19,86% | - | - | - | - | 3,75% | 1,98% | 1,69% | 1,39% | 0,93% |

Com essa tabela montada, foram analisados quais cortes de cargas eram suficientes para que não se violasse os critérios de estudos em cada caso.

Os valores que se encontram em branco na Tabela 5.16 não foram simulados por não haver necessidade, seja porque já havia sido encontrado um caso em que a condição estivesse satisfeita, seja porque era notório que aquela simulação não resultaria em uma condição desejada.

É válido ressaltar que, nos horários de carga pesada, média e leve, esses blocos de carga têm, no caso base do mês de abril de 2012, os seguintes valores em MW, conforme a Tabela 5.17.

Tabela 5.17 – Valor em MW em Carga Média dos Blocos de Carga

| Bloco de Carga | Valor em MW | | |
|----------------|-------------|-------|------|
| | Pesada | Média | Leve |
| 1° | 182 | 150 | 88 |
| 5° | 133 | 170 | 56 |
| 7° | 104 | 74 | 45 |
| 10° | 220 | 257 | 119 |

Porém, como os casos de simulação foram modificados antes de serem analisados, esses valores de carga são diferentes em cada caso, e serão explicitados para cada situação.

Para validar a Tabela 5.14, foram feitas simulações considerando o corte seletivo em função do fluxo na LT 525kV SST-ITA.

Para a primeira faixa de valores (1601 a 1700 MW) foi simulado o mesmo caso base da simulação de número 2, que possui como variáveis importantes do seu ponto de operação os valores da Tabela 5.18.

Tabela 5.18 – Ponto de operação da simulação 9

| RSUL (MW) | Fluxo na LT 525kV SST-ITA (MW) | Cargas por bloco (MW) | | | | |
|-----------|-----------------------------------|-----------------------|-----|----|-----|-------|
| | | 1° | 5° | 7° | 10° | Total |
| 5970 | 1662 | 122 | 139 | 60 | 210 | 531 |

A Figura 5.16 mostra a tensão na SE Pato Branco 230 kV após um curto-circuito na barra de 525 kV da SE Itá e a saída da LT 525kV SST-ITA com a nova medida implementada (corte do 7° estágio) e sem a mesma.

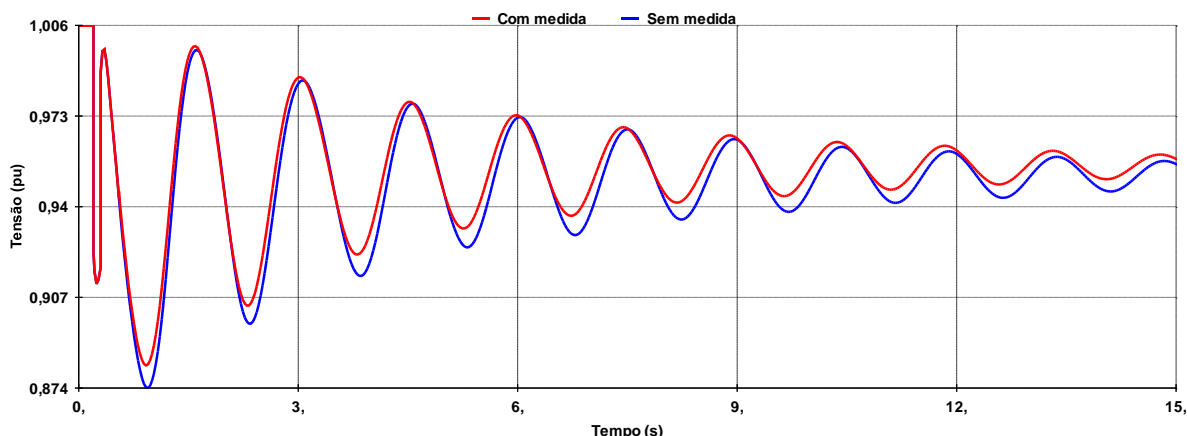


Figura 5.16 – Tensão em Pato Branco 230 kV

Como a oscilação, após 10 segundo da perturbação, antes da nova medida era de apenas 2,04% (somente 0,04% acima do permitido), o corte de carga do 7º estágio (60 MW) foi suficiente para diminuir essa oscilação para 1,73%, o que está dentro dos critérios permitidos.

Se comparado com o corte de carga dos 4 estágios conforme o SEP propõe (aproximadamente 531 MW), esta nova medida evita o corte de cerca de 471 MW (89% do SEP) de carga, o que contribui para a melhoria dos índices de confiabilidade a do sistema.

Para a próxima faixa de valores (1701 a 1800 MW) foi simulado um caso originário do patamar de carga média do mês de abril de 2012, em que foi aumentada em 200 MW a geração de Itaipu 60 Hz, reduzido em 2600 MW a geração das usinas da região Sul e aumentado em 200 MW a carga da região Sul. Estas alterações estão mostradas na Tabela 5.19, e este novo ponto de operação tem como valores importantes a Tabela 5.20.

Tabela 5.19 – Ajuste do caso da simulação 10

| Casos | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) | Geração das usinas da Região Sul (MW) | Carga da Região Sul (MW) |
|-----------------------------|------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| Caso original (carga média) | 5800 | 10392 | 13544 |
| Caso ajustado | 6000 | 7830 | 13759 |

Tabela 5.20 – Ponto de operação da simulação 10

| RSUL (MW) | Fluxo na LT 525kV SST-ITA (MW) | Cargas por bloco (MW) | | | | |
|-----------|-----------------------------------|-----------------------|-----|----|-----|-------|
| | | 1° | 5° | 7° | 10° | Total |
| 6111 | 1753 | 152 | 173 | 76 | 262 | 663 |

A Figura 5.17 mostra a tensão na SE Gralha Azul 230 kV com a nova medida (corte do 1º estágio) e sem a mesma, após a saída da LT 525kV SST-ITA.

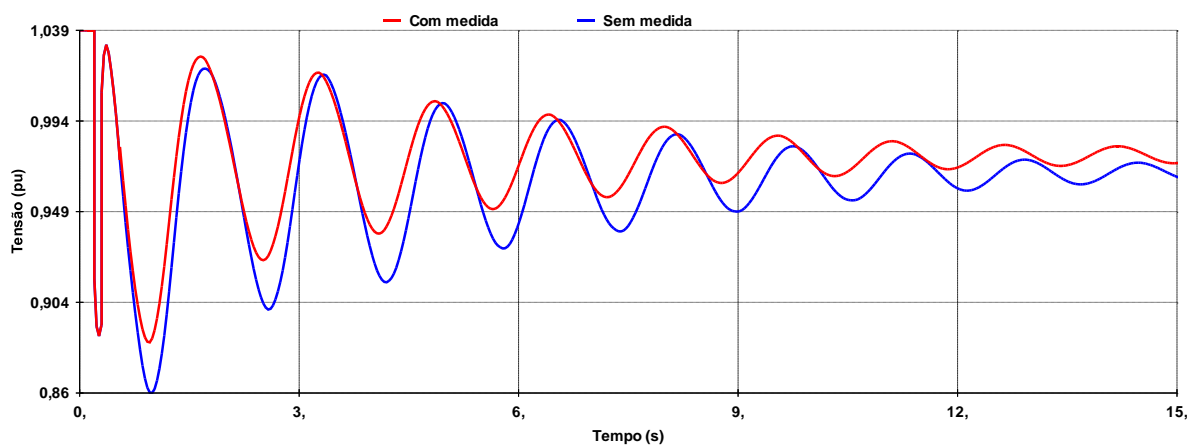


Figura 5.17 – Tensão em Gralha Azul 230 kV

Pode-se notar que a oscilação, antes do corte de carga proposto, era de 2,31%, e passou a ser, com o corte, de 1,72%. Assim, o corte de carga apenas do 1º estágio (cerca de 152 MW) foi suficiente para que a oscilação ficasse dentro dos critérios permitidos.

O corte somente do 1º estágio economizou a retirada de aproximadamente 511 MW (77% do SEP) de carga da região Sul.

Para o próximo patamar de valores (1801 a 1900 MW) foi feita uma simulação com o mesmo caso base da simulação número 3, que tem como valores importantes do seu ponto de operação repetidos na Tabela 5.21.

Tabela 5.21 – Ponto de operação da simulação 11

| RSUL (MW) | Fluxo na LT 525kV SST-ITA (MW) | Cargas por bloco (MW) | | | | |
|-----------|-----------------------------------|-----------------------|----|----|-----|-------|
| | | 1º | 5º | 7º | 10º | Total |
| 5733 | 1834 | 118 | 75 | 60 | 158 | 411 |

A Figura 5.18 mostra a tensão na SE Joinville Norte 230 kV após o corte de carga proposto (corte dos 1º e 10º estágios) e sem o mesmo, com o desligamento da LT 525kV SST-ITA.

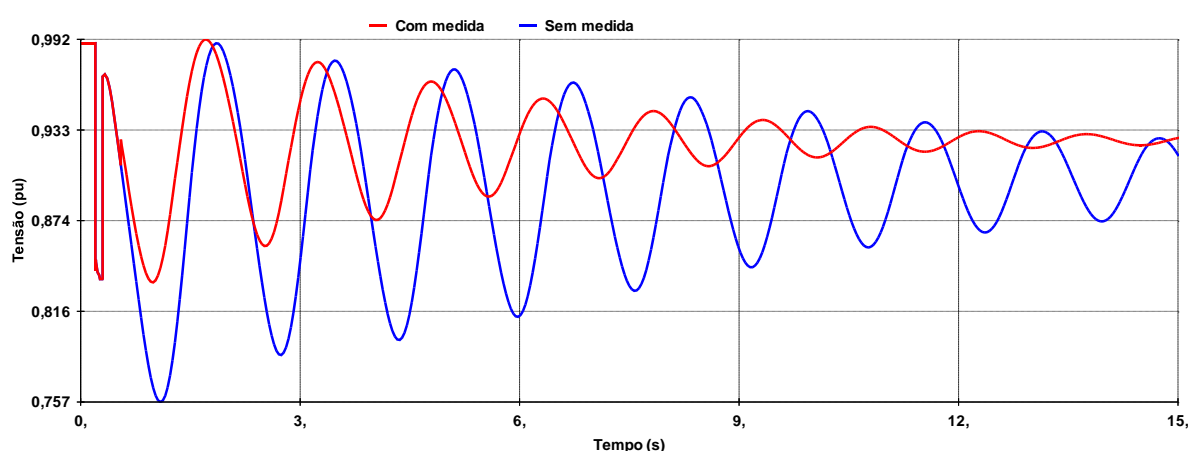


Figura 5.18 – Tensão em Joinville Norte 230 kV

Antes do corte de carga proposto, essa tensão tinha uma oscilação de 8,14%. Após o corte de aproximadamente 276 MW, passou a ter uma oscilação de 1,62%, o que está dentro dos parâmetros permitidos.

O fato de não cortar o 5º e o 7º estágios de carga nesta nova medida poupou a retirada de aproximadamente 135 MW (33% do SEP) de carga.

Para o próximo patamar (1901 a 2000 MW) será utilizado um caso base proveniente do patamar de carga média do mês de abril de 2012, em que foi aumentada a geração de Itaipu 60 Hz em 200 MW, reduzido em 3600 MW a geração da região Sul, e reduzido em 580 MW a carga da região Sul. Estas alterações estão mostradas na Tabela 5.22, e este novo ponto de operação apresenta como valores importantes a Tabela 5.23.

Tabela 5.22 – Ajuste do caso da simulação 12

| Casos | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) | Geração das usinas da Região Sul (MW) | Carga da Região Sul (MW) |
|-----------------------------|------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| Caso original (carga média) | 5800 | 10392 | 13544 |
| Caso ajustado | 6000 | 6755 | 12968 |

Tabela 5.23 – Ponto de operação da simulação 12

| RSUL (MW) | Fluxo na LT 525kV SST-ITA (MW) | Cargas por bloco (MW) | | | | |
|-----------|--------------------------------|-----------------------|-----|----|-----|-------|
| | | 1º | 5º | 7º | 10º | Total |
| 6272 | 1910 | 143 | 163 | 71 | 246 | 623 |

A Figura 5.19 mostra a tensão na SE Curitiba 230 kV logo após a saída da LT 525kV SST-ITA sem o corte de carga e com o corte proposto (1º, 7º e 10º estágios).

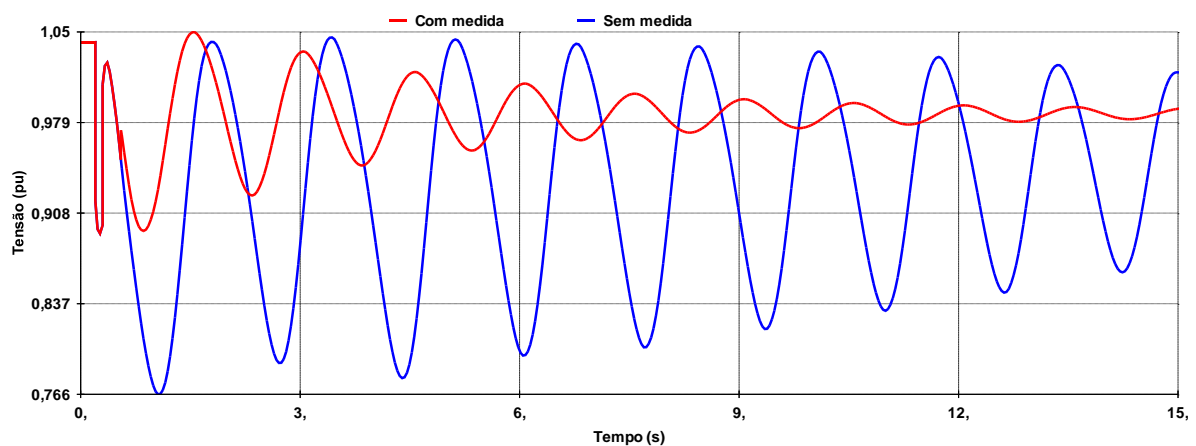


Figura 5.19 – Tensão em Curitiba 230 kV

Antes do corte, para este ponto de operação, esta tensão tinha uma oscilação de 19,86%. Quando aplicado o corte, de aproximadamente 460 MW, o sistema ficou com uma oscilação de 1,69%, o que é permitido.

A preservação do 5º bloco de carga poupou o corte de aproximadamente 163 MW (26% do SEP) de carga da região Sul.

5.2 Perda da LT 525 kV Areia – Campos Novos

A LT 525 kV ARE-CPN (Areia – Campos Novos) também é uma das principais ligações entre as usinas dos Rios Iguaçu e Uruguai. Assim, um curto-circuito na barra de 525kV da SE Campos Novos, seguido do desligamento dessa LT também será simulado para ver sua influência na estabilidade da Região Sul.

Para a próxima simulação foi utilizado um caso original do patamar de carga média de abril de 2012, com um aumento de 200 MW na geração de Itaipu 60Hz, redução de 5000 MW de geração nas usinas da região Sul e redução de 1400 MW de carga da região Sul. Estas alterações estão mostradas na Tabela 5.24. A Tabela 5.25 mostra valores notáveis para este novo ponto de operação.

Tabela 5.24 – Ajuste do caso da simulação 13

| Casos | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) | Geração das usinas da Região Sul (MW) | Carga da Região Sul (MW) |
|-----------------------------|------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| Caso original (carga média) | 5800 | 10392 | 13544 |
| Caso ajustado | 6000 | 5375 | 12101 |

Tabela 5.25 – Ponto de operação da simulação 13

| RSUL (MW) | Carga da Região Sul (MW) | Fluxo na LT 525kV ARE-CPN (MW) |
|-----------|--------------------------|--------------------------------|
| 6562 | 12101 | 1388 |

A Figura 5.20 mostra a tensão na barra de 525 kV da SE Campos Novos, após esta perturbação.

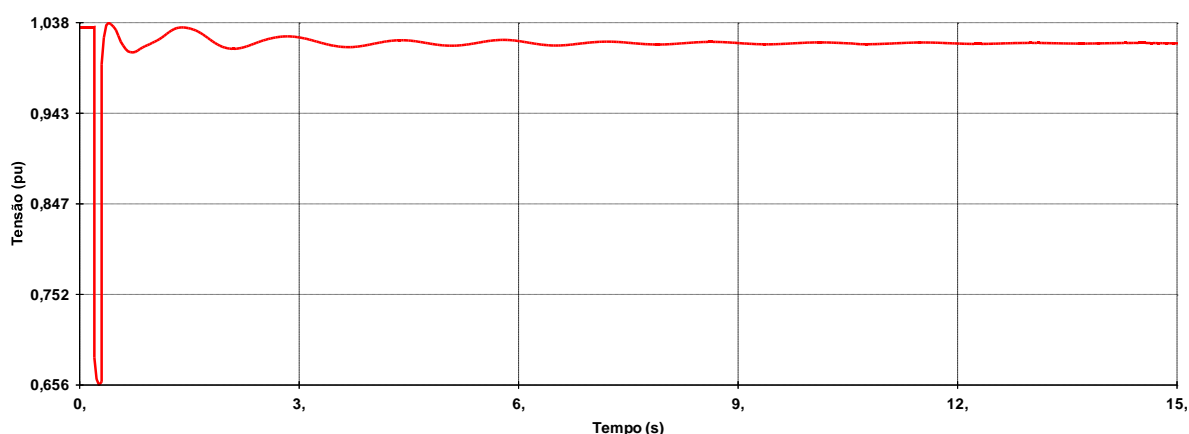


Figura 5.20 – Tensão em Campos Novos 525 kV

Esta tensão varia de 1,0153 pu em 10,73 segundos a 1,0172 pu em 11,52 segundos. Uma variação de 0,0019 pu, dentro da faixa permitida.

Para a próxima simulação será utilizado um caso com um carregamento maior na LT 525kV ARE-CPN, originário do patamar de carga média do mês de abril de 2012, em que foi aumentada a geração de Itaipu 60Hz em 200 MW, diminuída a geração das usinas da região Sul em 5200 MW e reduzida a carga da região Sul em 2400 MW. Estas alterações estão mostradas na Tabela 5.26. Algumas grandezas importantes deste novo ponto de operação são indicadas na Tabela 5.27.

Tabela 5.26 – Ajuste do caso da simulação 14

| Casos | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) | Geração das usinas da Região Sul (MW) | Carga da Região Sul (MW) |
|-----------------------------|------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| Caso original (carga média) | 5800 | 10392 | 13544 |
| Caso ajustado | 6000 | 5215 | 11123 |

Tabela 5.27 – Ponto de operação da simulação 14

| RSUL (MW) | Carga da Região Sul (MW) | Fluxo na LT 525kV ARE-CPN (MW) |
|-----------|--------------------------|--------------------------------|
| 6566 | 11123 | 1670 |

A Figura 5.21, apresenta a tensão na barra de 525 kV da SE Areia.

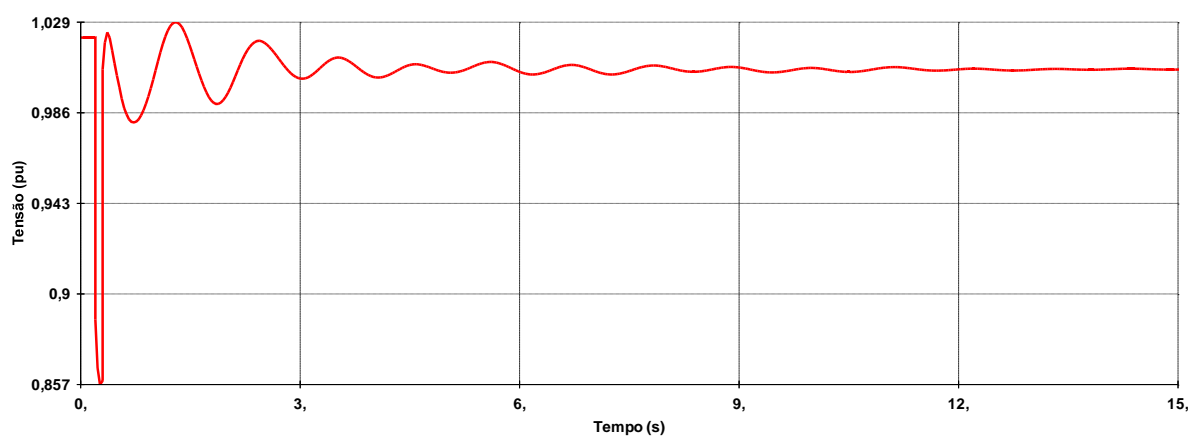


Figura 5.21 – Tensão em Areia 525 kV

Esta tensão varia de 1,0056 pu em 10,49 segundos a 1,0080 pu em 11,12 segundos. Uma variação de 0,0024 pu, o que está dentro do permitido.

Ou seja, mesmo para valores elevados no fluxo da LT 525kV ARE-CPN, a sua saída não causará grande impacto no amortecimento das oscilações do sistema Sul.

5.3 Perda da LT 500 kV Ibiúna - Bateias

Por também ser uma importante linha de transmissão da interligação Sul-Sudeste, inclusive possuindo dois circuitos, serão simulados curtos-circuitos na barra de 525 kV da SE Bateias seguidos do desligamento total (perda dupla) da LT 500kV IBI-BAT para verificar sua influência na estabilidade do sistema Sul. Cabe ressaltar que o fluxo desta linha estava limitado a 1920 MW, como informava a MOP CNOS 33/2012.

Para a próxima simulação será utilizado um caso originário do patamar de carga média do mês de abril de 2012, com um aumento de 200 MW na geração de Itaipu 60Hz, uma redução de 4300 MW na geração das usinas da região Sul, e uma redução de 1400 MW de carga da região Sul. Estas alterações estão mostradas na Tabela 5.28. Esse novo ponto de operação possui os valores notáveis indicados na Tabela 5.29.

Tabela 5.28 – Ajuste do caso da simulação 15

| Casos | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) | Geração das usinas da Região Sul (MW) | Carga da Região Sul (MW) |
|-----------------------------|------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| Caso original (carga média) | 5800 | 10392 | 13544 |
| Caso ajustado | 6000 | 6135 | 12101 |

Tabela 5.29 – Ponto de operação da simulação 15

| RSUL (MW) | Carga da Região Sul (MW) | Fluxo na LT 500kV IBI-BAT (MW) |
|-----------|--------------------------|--------------------------------|
| 6037 | 12101 | 1562 |

A Figura 5.22 mostra a tensão na barra de 525kV da SE Bateias após a perda dupla desta linha.

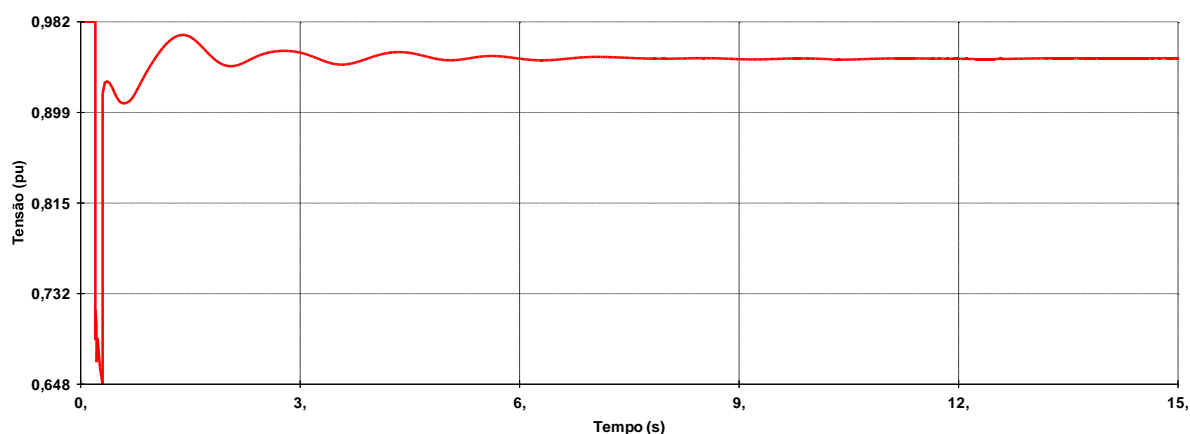


Figura 5.22 - Tensão em Bateias 525 kV

Pode-se perceber que a tensão praticamente não oscila após 7 segundos de simulação, visto que estava operando abaixo do seu limite.

Para a próxima simulação será utilizado um caso originário do patamar de carga média do mês de abril de 2012, com um aumento de 200 MW na geração de Itaipu 60Hz, uma redução de 4800 MW na geração das usinas da região Sul, e uma redução de 1400 MW de carga da região Sul. Estas alterações são mostradas na Tabela 5.30. Os valores notáveis deste novo ponto de operação são mostrados na Tabela 5.31.

Tabela 5.30 – Ajuste do caso da simulação 16

| Casos | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) | Geração das usinas da Região Sul (MW) | Carga da Região Sul (MW) |
|-----------------------------|------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| Caso original (carga média) | 5800 | 10392 | 13544 |
| Caso ajustado | 6000 | 5565 | 12101 |

Tabela 5.31 – Ponto de operação da simulação 16

| RSUL (MW) | Carga da Região Sul (MW) | Fluxo na LT 500kV IBI-BAT (MW) |
|-----------|--------------------------|--------------------------------|
| 7029 | 12101 | 1861 |

A tensão na barra de 230kV da SE Itaúba é mostrada na Figura 5.23, considerando o curto-circuito na barra da SE Bateias 525 kV seguido da perda dupla dessa linha.

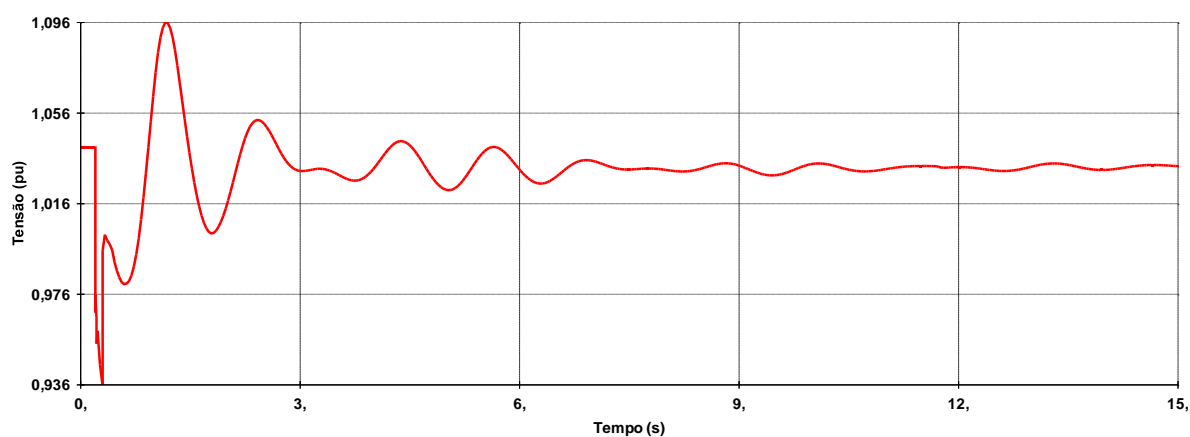


Figura 5.23 – Tensão em Itaúba 230 kV

Também se pode observar neste caso que a tensão praticamente não oscila após 10 segundos da perturbação.

Para a próxima simulação será utilizado um caso originário do patamar de carga média do mês de abril de 2012, com um aumento de 200 MW na geração de Itaipu 60Hz, uma redução de 4300 MW na geração das usinas da região Sul, e uma redução de 580 MW de carga da região Sul. Estas alterações estão mostradas na Tabela 5.32. A Tabela 5.33 indica importantes grandezas para o novo ponto de operação estudado.

Tabela 5.32 – Ajuste do caso da simulação 17

| Casos | Geração de Itaipu 60 Hz (MW) | Geração das usinas da Região Sul (MW) | Carga da Região Sul (MW) |
|-----------------------------|------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|
| Caso original (carga média) | 5800 | 10392 | 13544 |
| Caso ajustado | 6000 | 6115 | 12968 |

Tabela 5.33 – Ponto de operação da simulação 17

| RSUL (MW) | Carga da Região Sul (MW) | Fluxo na LT 500kV IBI-BAT (MW) |
|-----------|--------------------------|--------------------------------|
| 7202 | 12968 | 1930 |

A Figura 5.24 mostra a tensão na barra de 230kV de Foz do Chopim após a perda dupla da LT 500kV IBI-BAT.

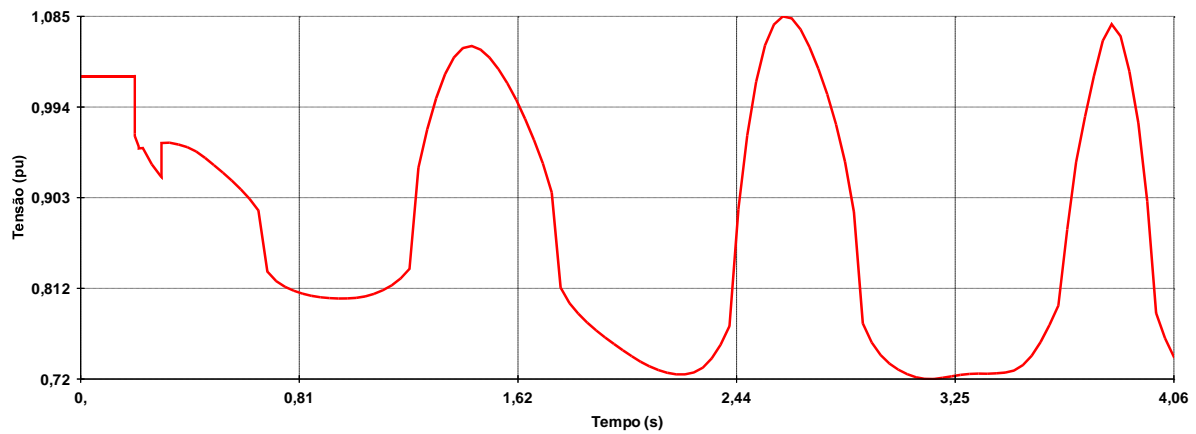


Figura 5.24 – Tensão em Foz do Chopim 230 kV

Para este caso, o sistema Sul não foi capaz de suportar esta perturbação, e perde o sincronismo. Contudo, a linha estava com seu carregamento superior ao seu limite, que era de 1920 MW.

6 Conclusões

O estudo do planejamento da operação energética de um sistema elétrico hidrotérmico é algo complexo, em que as variáveis estão acopladas ao tempo, e deve ter decisões bem tomadas a fim de que não se desperdice energia e nem falte. Do mesmo modo, é importante tomar as decisões certas no âmbito do planejamento da expansão, para que não haja custo adicional ou falta de energia.

Em cenários em que há baixa hidraulicidade em uma região, diversas ações podem ser tomadas a fim de que este subsistema não sofra com a falta da geração hidrelétrica. Uma das ações cabíveis é a importação de energia de outra região. Esta ação compromete não só o planejamento energético, mas também o elétrico, já que vários fatores podem limitar o intercâmbio entre regiões.

A avaliação da condição eletroenergética da região Sul do Brasil, feito pelo ONS, entre os meses de março e abril de 2012, mostrou que o aumento do intercâmbio com a região Sudeste resolveria o seu problema de baixo armazenamento em seus reservatórios. Porém, o aumento desse fluxo causou outro problema, que foi uma possível violação do critério de oscilações de tensão, ou mesmo a perda de estabilidade do subsistema Sul, no caso de contingência da linha de transmissão de 525 kV que liga as subestações de Salto Santiago e Itá.

Dado este cenário, o ONS tomou várias medidas operativas a fim de permitir maior valor de fluxo circulante nessa linha e evitar a instabilidade do sistema. Tais medidas foram definidas a partir de diversos estudos e simulações computacionais realizadas por engenheiros especialistas do Operador.

Entre essas medidas, destaca-se o aumento de despacho em certas usinas térmicas, o aumento da geração mínima permitida na usina de Itaipu e ainda a implementação de um Sistema Especial de Proteção (SEP) no Esquema de Controle de Emergência do Rio Grande do Sul.

Este trabalho apresentou simulações que confirmaram os limites estabelecidos pelo ONS, demonstrando ainda a eficácia das medidas propostas, em especial do novo SEP implementado. Além disso, foi proposta uma alteração no SEP do ECE-RS, que consiste no corte de carga seletivo, isto é, o corte de carga em função do fluxo da LT 525kV SST-ITA no momento da contingência. Ao contrário, a filosofia atual do SEP provoca o desligamento de um montante fixo de carga,

independentemente do fluxo na LT 525kV SST-ITA. Esta nova medida oferece maior eficiência ao SEP, já que se reduziu o corte de carga mantendo-se a estabilidade do sistema.

6.1 Trabalhos Futuros

Como proposta de trabalho futuro para este assunto, que visa maximizar o recebimento de energia da região Sul em época de baixa hidraulicidade de seu sistema, sempre preservando sua estabilidade elétrica e energética, poder-se-ia criar novas medidas operativas para maximizar o fluxo da LT 525kV SST-ITA.

Uma nova medida operativa possível seria a criação de um novo SEP caso ocorresse a saída intempestiva da LT 525kV SST-ITA quando seu carregamento estivesse elevado. Neste novo SEP poderia haver o corte de algumas unidades geradoras no momento desta perturbação, a fim de evitar o baixo amortecimento das oscilações de tensão, ou mesmo a perda de estabilidade, frente a esta contingência. Assim, não seria necessário o corte de nenhuma carga da região Sul, garantindo maior confiabilidade ao sistema.

7 Bibliografia

- [1] “Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE),” [Online]. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/>. [Acesso em 24/06/2013].
- [2] “Santo Antônio Energia,” [Online]. Disponível em: http://www.santoantonioenergia.com.br/site/portal_mesa/pt/energia/transmissao/transmissao.aspx. [Acesso em 15/01/2013].
- [3] E. G. S. Sant'Anna, T. M. L. Assis, J. A. P. Filho, A. C. Z. d. Souza, M. T. Schilling e A. Y. Takahata, “Proposição de uma metodologia de avaliação dos limites de intercâmbio em sistemas de grade porte: desafios para automação,” *Revista Controle & Automação*, vol. 22, pp. 135-144, 2011.
- [4] E. G. S. Sant'Anna, A. C. Z. Souza, A. Y. Takahata, T. M. L. Assis, M. T. Schilling e J. A. P. Filho, “Limites de Intercâmbio em Sistemas de Grande Porte via Otimização,” em *Congresso Brasileiro de Automática*, Juiz de Fora, 2008.
- [5] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Procedimentos de Rede - Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos - Submódulo 23.3,” 2011.
- [6] M. T. Tolmasquim, *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*, Rio de Janeiro: Synyergia, 2011.
- [7] “Operador Nacional do Sistema Elétrico,” [Online]. Disponível em: <http://www.ons.org.br>. [Acesso em 05/09/2012].
- [8] “Unilasalle,” [Online]. Disponível em: http://www.unilasalle.edu.br/canoas/assets/upload/eng_ambiental/regularizacao_de_vazoes.pdf. [Acesso em 06/09/2012].
- [9] “Portal Brasil,” [Online]. Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/sobre/economia/energia/planejamento/>. [Acesso em 26/06/2013].

- [10] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Procedimentos de Rede - Propostas de Ampliações e Reforços - Submódulo 4.2,” 2010.
- [11] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Procedimentos de Rede - Ampliações e Reforços: Visão Geral - Submódulo 4.1,” 2010.
- [12] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Procedimentos de Rede - Planejamento e Programação da Operação Elétrica: Visão Geral - Submódulo 6.1,” 2011.
- [13] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Procedimentos de Rede - Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo - Submódulo 6.2,” 2011.
- [14] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Procedimentos de Rede - Diretrizes para a operação elétrica com horizonte quadrimestral - Submódulo 6.3,” 2011.
- [15] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Procedimentos de Rede - Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Mensal - Submódulo 6.4,” 2011.
- [16] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Instrução de Operação - Operação Normal da Interligação Sul/Sudeste,” Rio de Janeiro, 2012.
- [17] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Instrução de Operação - Operação Normal da Área 525 kV da Região Sul,” 2012.
- [18] “Wikipedia,” [Online]. Disponível em: http://pt.wikipedia.org/wiki/Hidrografia_do_Brasil. [Acesso em 17/07/2012].
- [19] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Acompanhamento e Tratamento de Informações Hidrológicas e para o Planejamento Eletroenergético de Curto Prazo,” Rio de Janeiro, 2012.
- [20] “ANACE,” [Online]. Disponível em: <http://www.anacebrasil.org.br/portal/index.php/faqs/1-energia-eletrica>. [Acesso em 16/07/2012].
- [21] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Avaliação das Condições Hidroenergéticas da Região Sul, Perspectivas e Medidas Operativas,” Rio de Janeiro, 2012.

- [22] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Avaliação das Condições do SIN - Junho/2012,” Rio de Janeiro, 2012.
- [23] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Avaliação das Condições de Atendimento à Região Sul - Maio/2012,” Rio de Janeiro, 2012.
- [24] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral - Janeiro - Abril - 2012 - Volume 1,” Rio de Janeiro, 2012.
- [25] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Procedimentos de Rede - Glossário de termos técnicos - Submódulo 20.1,” 2009.
- [26] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Instrução de Operação - Esquemas Especiais de Proteção da Área 230 kV do Rio Grande do Sul,” Rio de Janeiro, 2012.
- [27] A. F. d. C. d. Aquino, B. A. S. d. Silva, A. G. Massaud e S. E. M. d. Oliveira, “Um Critério para Estudos de Estabilidade Transitória frente a Curtos Monofásicos, na Ausência de Informações sobre a Rede de Sequência Zero,” em *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Belém do Para, 2010.